Le pétrole et le gaz canadiens dans une économie à faibles émissions de carbone

Rapport du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles

L'honorable Rosa Galvez, présidente
L'honorable Michael L. MacDonald, vice-président

Mai 2018

Sénat | Senate
Canada

Renseignements :

Par courriel : ENEV@sen.parl.gc.ca
Par la poste : Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement
et des ressources naturelles
Sénat, Ottawa (Ontario), Canada, K1A 0A4

Le rapport peut être téléchargé à l'adresse suivante : www.senate-senat.ca/enev
Le Sénat est présent sur Twitter : **@SenateCA**, suivez le comité à l'aide du mot-clic **#ENEV**

This report is also available in English.

SENATE | SÉNAT
CANADA

TABLE DES MATIÈRES

MEMBRES DU COMITÉ 7

ORDRE DE RENVOI 8

ACRONYMES 11

RÉSUMÉ 12

LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES 14
L'engagement du Canada en matière de réduction des émissions 16

PROJECTIONS DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE MONDIALES : PÉTROLE ET GAZ 23

LE SECTEUR PÉTROLIER ET GAZIER DU CANADA 25
A) Production pétrolière et gazière : différences régionales 28
B) Types de pétrole et de gaz canadiens 29
C) Production actuelle 33
D) Production projetée 33

INDUSTRIE CANADIENNE DU PÉTROLE ET DU GAZ EN AMONT : ÉMISSIONS ET TENDANCES 38
A) Émissions absolues et tendances 40
B) Intensité des émissions 41

OPTIONS DE POLITIQUES : CE QUE LE COMITÉ A ENTENDU 45
A) La tarification du carbone 47
B) Mesures de réglementation 55
C) Règlement fédéral sur le méthane visant le secteur pétrolier et gazier 57

OPTIONS TECHNOLOGIQUES : CE QUE LE COMITÉ A ENTENDU 60

DÉFIS DU DÉPLOIEMENT DE TECHNOLOGIES : CE QUE LE COMITÉ A ENTENDU 66

LA SUITE DES CHOSES 70

ANNEXE A – LISTE DES TÉMOINS 72

ANNEXE B – MISSIONS D'ÉTUDE – LISTE DES TÉMOINS 83

MEMBRES DU COMITÉ

L'honorable Rosa Galvez, *présidente*

L'honorable Michael L. MacDonald, *vice-président*

Les honorable sénateurs

Jane Cordy
Renée Dupuis
Paul J. Massicotte
Percy Mockler
Richard Neufeld
Dennis Glen Patterson
David Richards
Judith Seidman
Howard Wetston

Membres d'office du comité :

L'honorable Peter Harder, C.P. (ou Diane Bellemare), ou (Grant Mitchell)
L'honorable Larry W. Smith (ou Yonah Martin)
L'honorable Yuen Pau Woo (ou Raymonde Saint-Germain)
L'honorable Joseph A. Day (ou Terry M. Mercer)

Le Comité désire souligner la contribution inestimable des sénateurs suivants qui ne sont plus membres du comité :

Les honorables sénateurs : Douglas Black, Tony Dean, Joan Fraser (à la retraite), Diane F. Griffin, Daniel Lang (à la retraite), Elaine McCoy, Grant Mitchell et Pierrette Ringuette.

Autres sénateurs ayant participé à l'étude :

Les honorables sénateurs : Salma Ataullahjan, Diane Bellemare, Lynn Beyak, Joseph A. Day, Michael Duffy, Nicole Eaton, Tobias C. Enverga (décédé), Stephen Greene, Janis Johnson (à la retraite), Yonah Martin, Paul E. McIntyre, Don Meredith (à la retraite), Ratna Omidvar, Nancy Greene Raine, Bob Runciman (à la retraite) et Scott Tannas.

Service d'information et de recherche parlementaires, Bibliothèque du Parlement :

Sam Banks, Marc Leblanc et Jesse Good, analystes

Direction des comités du Sénat :

Maxime Fortin, greffière du comité
Brigitte Martineau, adjointe administrative

ORDRE DE RENVOI

Extrait des *Journaux du Sénat* du jeudi 10 mars 2016 :

L'honorable sénateur Neufeld propose, appuyé par l'honorable sénatrice Frum,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles soit autorisé à examiner, pour en faire rapport, les effets de la transition vers une économie à faibles émissions de carbone qu'il faut effectuer pour atteindre les objectifs du gouvernement du Canada en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Compte tenu du rôle de la production, de la distribution et de la consommation d'énergie au Canada, que le comité soit autorisé à :

a)identifier, pour en faire rapport, l'impact que la transition vers une économie à faibles émissions de carbone aura sur les consommateurs d'énergie, y compris les ménages et les entreprises du Canada;

b)identifier, pour en faire rapport, la façon la plus viable dont les secteurs suivants — électricité, pétrole et gaz, transport, bâtiments et industries tributaires du commerce et à forte intensité d'émissions — peuvent contribuer à la transition vers une économie à faibles émissions de carbone et à l'atteinte des objectifs du Canada en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre;

c)examiner, pour en faire rapport, les enjeux intersectoriels et, au besoin, effectuer des études de cas de certains programmes ou de certaines initiatives visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre;

d)identifier les préoccupations et présenter les recommandations nécessaires au gouvernement fédéral pour favoriser l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de gaz d'une manière durable, abordable, efficace, équitable et réalisable.

Que le comité présente des rapports provisoires sur les secteurs identifiés, les enjeux intersectoriels et les études de cas, qu'il présente son rapport final au plus tard le 30 septembre 2017, et qu'il conserve tous les pouvoirs nécessaires pour diffuser ses conclusions dans les 180 jours suivant le dépôt du rapport final.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.

Le greffier du Sénat,
Charles Robert

Extrait des *Journaux du Sénat* du mardi 26 septembre 2017 :

L'honorable sénateur Neufeld propose, appuyé par l'honorable sénatrice Martin,

Que, nonobstant l'ordre de renvoi du Sénat adopté le jeudi 10 mars 2016, la date du rapport final du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles concernant son étude sur la transition vers une économie à faibles émissions de carbone soit reportée du 30 septembre 2017 au 30 juin 2018.

La motion, mise aux voix, est adoptée.

La greffière du Sénat,
Nicole Proulx

ACRONYMES

AIE	Agence internationale de l'énergie
BBC	Bitume au-delà de la combustion
CCNUCC	Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques
DGMV	Drainage par gravité au moyen de vapeur
ECCC	Environnement et Changement climatique Canada
Éq. de CO_2	Équivalent de dioxyde de carbone
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
Gpi^3/j	Milliard de pieds cubes par jour
kg d'éq. CO_2/baril	Kilogramme d'équivalent de dioxyde de carbone par baril de pétrole
kg d'éq. CO_2/bep	kilogramme d'équivalent de dioxyde de carbone par baril équivalent de pétrole
kt	Kilotonne
LGN	Liquides de gaz naturel
Mb/j	Million de barils de pétrole par jour
Mt d'éq. CO_2	Mégatonne (1 million de tonnes) d'équivalent de dioxyde de carbone
MTep	Million de tonnes d'équivalent pétrole
ONE	Office national de l'énergie
PIB	Produit intérieur brut
PMet	Petites et moyennes entreprises technologiques
RD et D	Recherche, développement et démonstration
RNCan	Ressources naturelles Canada

RÉSUMÉ

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles étudie ce qu'il en coûtera aux simples citoyens et aux entreprises du pays pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) du Canada. Il examine les effets de ces objectifs sur cinq secteurs de l'économie canadienne, à savoir l'électricité, les transports, le pétrole et le gaz, les bâtiments et les industries tributaires du commerce et à forte intensité d'émissions.

Le secteur pétrolier et gazier est l'objet de la présente étude du comité sur la transition vers une économie sobre en carbone et constitue son quatrième rapport provisoire. Le comité a publié un premier rapport provisoire sur le secteur de l'électricité en mars 2017 et un deuxième rapport provisoire sur le secteur des transports en juin 2017; un troisième rapport provisoire, portant sur les industries tributaires du commerce et à forte intensité d'émissions, a été publié en avril 2018.

Dans un rapport final, le comité formulera des recommandations à l'intention du gouvernement fédéral visant à aider le Canada à respecter ses engagements en matière de réduction des émissions d'une manière durable, abordable, efficiente, équitable et atteignable.

À l'heure où le Canada prend des mesures pour réduire ses émissions de GES comme il s'y est engagé dans l'Accord de Paris, quel rôle l'industrie pétrolière et gazière canadienne jouera-t-elle dans la transition vers une économie à faibles émissions de carbone? Le Canada compte une économie qui repose en grande partie sur les ressources naturelles, et dont l'industrie pétrolière et gazière forme un pan important. La structure actuelle de cette industrie est le fruit de la période d'expansion rapide qu'a connue la production pétrolière et gazière au pays après la Seconde Guerre mondiale, ainsi que des nouvelles technologies d'extraction qui ont été conçues et mises en application par la suite.

En 2015, plus de 700 000 emplois directs et indirects au pays étaient attribuables à l'industrie pétrolière et gazière, qui a contribué à hauteur de 142 milliards de dollars au produit intérieur brut (PIB) national[1]. Cependant, cette industrie constitue aussi la plus grande émettrice de GES au Canada (26 %) et la principale source de la croissance récente et prévue des émissions de GES au pays[2].

À long terme, la demande mondiale de pétrole et de gaz sera tributaire de la rapidité et de l'ampleur des mesures que prendront collectivement les pays pour lutter contre les changements climatiques. Si la communauté internationale atteint les objectifs qu'elle s'est fixés dans l'Accord de Paris, on assistera alors à une baisse de la demande globale de produits pétroliers et gaziers. Dans ce contexte, l'industrie canadienne du pétrole et du gaz se trouve devant le défi de réduire ses émissions de manière rentable tout en conservant et en augmentant sa part de marché dans un monde où les émissions de carbone seront contrôlées.

La majeure partie des réserves de pétrole et de gaz du Canada sont des ressources non classiques (sables bitumineux et gaz de schiste, par exemple), dont la production est relativement coûteuse et dont l'intensité des émissions est plus élevée que celle découlant de la production nationale de pétrole et de gaz classiques. Malgré ce constat, les témoins se sont montrés optimistes quant à la possibilité d'améliorer substantiellement le profil d'émission du secteur pétrolier et gazier du Canada grâce aux technologies propres et à l'innovation. Toutefois, étant donné l'ampleur du défi que pose la réduction des émissions, il faudra accélérer le rythme des percées technologiques transformatrices.

Pour atteindre leurs objectifs de réduction des émissions dans le secteur pétrolier et gazier, les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux envisagent un éventail d'outils stratégiques, dont la tarification du carbone. Le gouvernement fédéral s'est engagé à réduire les émissions de méthane du secteur par voie réglementaire. Le défi consistera à trouver un équilibre entre le maintien de la compétitivité et l'attraction d'investissements dans l'industrie tout en mettant en place des exigences de plus en plus strictes de réduction des émissions.

Les activités en amont englobent l'extraction, la production et la transformation du pétrole et du gaz. Le raffinage du pétrole est exclu du présent rapport puisqu'il en est question dans le troisième rapport provisoire, qui porte sur les industries tributaires du commerce et à forte intensité d'émissions, intitulé *Décarbonisation des industries lourdes : La transition des industries tributaires du commerce et à forte intensité d'émissions du Canada vers une économie à faibles émissions de carbone*.

LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES

Les changements climatiques représentent une menace déstabilisatrice pour la santé et la sécurité mondiales qui pourrait façonner notre siècle comme nulle autre auparavant. Les effets des changements climatiques se font déjà sentir. Par exemple, depuis les années 1960, les océans se sont réchauffés d'environ 0,7 °C (tous niveaux de profondeur confondus), alors qu'une élévation globale allant jusqu'à 21 centimètres du niveau de la mer a été enregistrée[3]. À l'échelle de la planète, 16 des 17 années les plus chaudes depuis la fin du XIX^{e} siècle ont été répertoriées entre 2001 et 2016[4]. Si les températures ne cessent d'augmenter, nous risquons d'assister à l'extinction d'un grand nombre d'espèces, à une montée de l'insécurité alimentaire à l'échelle mondiale et régionale, à un accroissement des risques de conflits violents, ainsi qu'à des déplacements massifs de population[5].

Le Canada constate les effets des changements climatiques. Les températures s'y réchauffent en moyenne deux fois plus rapidement que dans le reste du monde[6]. Les régions du nord du pays sont particulièrement vulnérables à l'accélération de la fonte de la glace de mer et du pergélisol, qui a des répercussions sur les espèces sauvages et les écosystèmes. De plus, les changements climatiques mettent en péril les infrastructures nordiques, notamment les routes, les immeubles, les tours de communication et d'autres types d'installations. Selon le rapport final du Groupe de travail fédéral-provincial-territorial sur l'adaptation et la résilience climatique, toutes les régions seront touchées :

> *Le changement climatique a des répercussions sur la gravité et la fréquence des événements extrêmes, notamment les probabilités d'inondations, de sécheresses, d'ondes de tempête, de vents violents et de vagues de chaleur.*

Les variations des régimes de températures et de précipitations ont entraîné le prolongement de la saison des incendies de forêt, alors que les forêts, les terres à bois et les parcours en proie à la sécheresse ou aux parasites font accroître la gravité des feux de végétation. L'élévation du niveau de la mer entraîne un accroissement de la fréquence et de la hauteur des ondes de tempête, causant des inondations dans des régions plus élevées qui n'étaient pas touchées par ces phénomènes par le passé, ainsi que des inondations plus fréquentes des basses terres[7].

Les coûts financiers de ces phénomènes climatiques ne cessent d'augmenter. Selon le Bureau d'assurance du Canada, les pertes anticipées découlant de phénomènes météorologiques violents dépassent actuellement le milliard de dollars par année au Canada, alors que dans les années 1980 et 1990, ces coûts étaient en moyenne inférieurs à 300 millions de dollars par année[8].

Malgré l'urgence du problème, de nombreux pays, y compris le Canada, ont retardé la prise de décisions difficiles pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES). Selon un rapport de l'automne 2017 de la commissaire à l'environnement et au développement durable, le Canada a raté tous ses objectifs de réduction d'émissions depuis 1992. Il est question ici entre autres de l'objectif de ramener les émissions aux niveaux de 1990 d'ici 2000 (Sommet de la Terre à Rio de Janeiro); de ramener les émissions à 6 % en deçà des niveaux de 1990 d'ici 2012 (Protocole de Kyoto); et de ramener les émissions à 17 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2020 (Accord de Copenhague). La réduction des émissions de GES n'est pas une mince affaire, mais si l'on ne fait rien pour s'attaquer au problème des changements climatiques, les conséquences pour notre génération et celles qui nous suivront seront sévères.

Étant donné que tout le monde se partage l'atmosphère, les solutions aux changements climatiques nécessitent un degré élevé de coopération entre tous les pays. Le 12 décembre 2015, à Paris, le Canada et 194 autres pays signataires de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) ont conclu un accord (l'Accord de Paris) en vue de contenir l'élévation des températures moyennes dans le monde en deçà de 2 °C au-dessus des niveaux de l'époque préindustrielle, en cherchant à limiter cette augmentation à 1,5 °C[9]. Il s'agit d'un moment charnière dans la lutte contre les changements climatiques, car cette entente est intervenue entre les pays développés et les pays en développement qui sont, ensemble, responsables de la quasi-totalité des émissions anthropiques du monde. En juin 2017, les États-Unis, grands émetteurs de GES, ont signifié officiellement leur intention de se retirer de l'Accord. Toutefois, un grand nombre d'États, de municipalités, d'institutions et d'entreprises dans ce pays ont décidé de maintenir leur engagement et de réduire leurs émissions en vue d'atteindre les objectifs de l'Accord de Paris[10].

Les changements climatiques surviennent alors que la demande d'énergie mondiale ne cesse de croître. Selon le *World Energy Outlook 2017* de l'Agence internationale de

l'énergie, l'utilisation d'énergie dans le monde augmentera de 28 % d'ici 2040 sous l'effet de la demande accrue des économies émergentes[11]. Plus de la moitié de cette hausse (51 %) est attribuable à la demande de pétrole, de gaz naturel et de charbon. Par ailleurs, le prix actuellement peu élevé du pétrole n'incite pas à opter pour d'autres carburants moins polluants.

L'engagement du Canada en matière de réduction des émissions

Les GES font partie intégrante de presque toutes les activités, tous les produits et tous les services, et leur émission est favorisée par des infrastructures d'une grande longévité[12]. Pour s'attaquer aux changements climatiques, il faudra moderniser rapidement et en profondeur les systèmes énergétiques qui soutiennent l'économie depuis près d'un siècle. Cette transition énergétique, mue principalement par des politiques publiques (réglementation, taxes, mesures d'incitation), nous obligera probablement à transformer nos habitudes de vie et notre consommation de l'énergie et des ressources. Elle ne se fera pas sans entraîner de coûts, en ce sens qu'elle risque fort d'accentuer les pressions sur les recettes de l'État, de faire monter les prix de l'énergie, d'avoir une incidence sur les ménages et les entreprises et d'entraîner l'abandon d'immobilisations productives sur lesquelles reposent les systèmes énergétiques fonctionnant aux combustibles fossiles[13].

Conformément à sa contribution à l'Accord de Paris conclu sous l'égide de la CCNUCC, le Canada s'est engagé à réduire ses émissions de 30 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. Il s'agit là d'un seuil minimum. Des réductions additionnelles seront requises pour atteindre les objectifs fixés dans l'Accord de Paris. Il faut plutôt envisager une réduction de 80 % des émissions par rapport au niveau de 2005 d'ici la deuxième moitié du siècle[14].

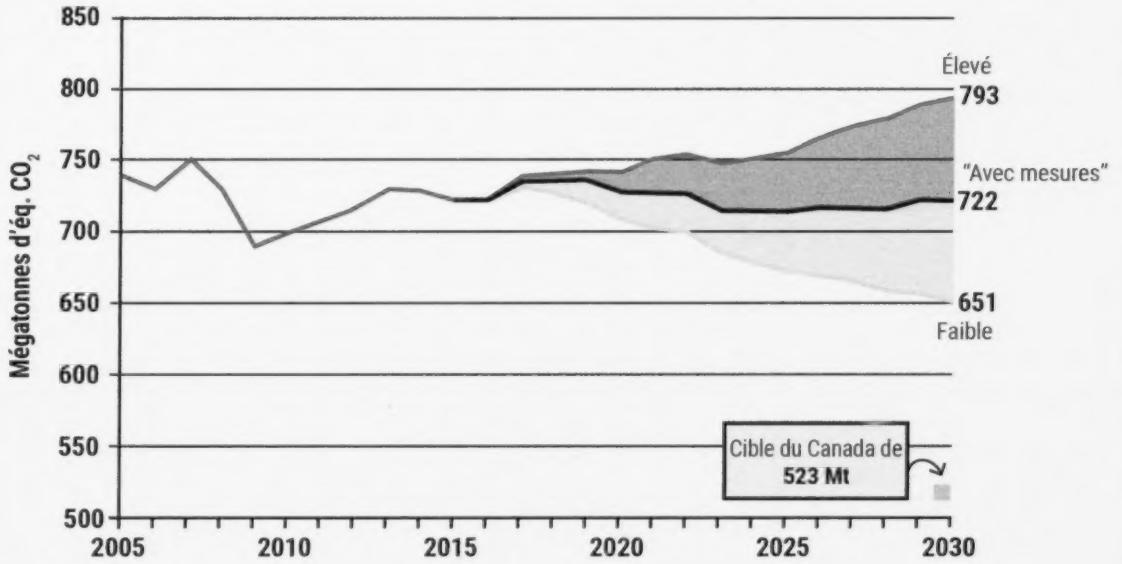
Dans la foulée de l'Accord de Paris, les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux se sont engagés à œuvrer de concert pour réduire les émissions. En décembre 2016, les premiers ministres du Canada ont publié le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques, qu'ont adopté l'ensemble des provinces et des territoires à l'exception de la Saskatchewan. Le Cadre s'appuie sur des initiatives déjà annoncées, par exemple l'établissement d'un prix de référence national pour les émissions de carbone et l'accélération du retrait progressif des unités de production d'électricité traditionnelles alimentées au charbon.

Les projections d'Environnement et Changement climatique Canada, illustrées à la Figure 1, montrent les prévisions concernant le PIB ainsi que la production et les prix du pétrole et du gaz. Elles tiennent également compte des « mesures prises par les gouvernements, les consommateurs et les entreprises mises en place au cours des deux dernières années, soit jusqu'en septembre 2017. Ce scénario ne tient pas compte de toutes les mesures du Cadre pancanadien puisqu'un certain nombre d'entre elles sont toujours en cours d'élaboration[15] ». Ces mesures sont ce que le gouvernement du Canada appelle un scénario « avec mesures ».

Les projections n'incluent pas les autres politiques ou mesures en cours de préparation ou dont la mise en œuvre n'est pas terminée. Certaines ont été annoncées dans le Cadre pancanadien, notamment la tarification du carbone à l'échelle du pays ou la réglementation fédérale sur la réduction des émissions de méthane dans le secteur pétrolier et gazier (le méthane est un GES dont la puissance de piégeage de la chaleur dans l'atmosphère est 25 fois plus importante que celle du dioxyde de carbone).

Les projections illustrent un éventail de résultats quant aux niveaux d'émissions de GES selon l'incertitude inhérente à la modélisation des politiques sur le climat et à d'autres conditions macroéconomiques indépendantes de la volonté du gouvernement. Le scénario de référence, qui suppose un statu quo des prix du pétrole et du gaz et de la croissance du PIB, est mis en contraste avec deux scénarios : l'un supposant une croissance élevée des prix du pétrole et du gaz ainsi que du PIB, et l'autre supposant une croissance faible des prix du pétrole et du gaz ainsi que du PIB.

Figure 1 – Projections des émissions nationales du Canada (Mt d'éq. CO_2) : scénarios « faible » « avec mesures » et « élevé »



Note : En 1990, les émissions de GES totales du Canada s'élevaient à 611 Mt CO_2.

Mt d'éq. CO_2 = mégatonne (1 million de tonnes) d'équivalent de dioxyde de carbone. Les gaz à effet de serre présentent un potentiel de forçage radiatif différent selon leur durée de vie dans l'atmosphère et l'efficacité de leur contribution à l'effet de serre. Le potentiel de réchauffement planétaire des différents gaz à effet de serre peut être exprimé relativement à celui du dioxyde de carbone, soit en équivalent de dioxyde de carbone, ou éq. CO_2.

Source : Environnement et Changement climatique Canada, *Canada's Seventh National Communication on Climate Change and Third Biennial Report—Actions to meet commitments under the United Nations Framework Convention on Climate Change*, p. 155.

Légende : Projections des émissions selon trois scénarios :

1. Prix du pétrole et du gaz élevés et forte croissance du PIB – ligne bleue
2. Statu quo des prix du pétrole et du gaz et de la croissance du PIB – ligne noire
3. Prix du pétrole et du gaz faibles et faible croissance du PIB – ligne jaune

Hypothèses concernant le prix du combustible	Élevé	Avec mesures	Faible
Croissance annuelle du PIB (% entre 2015 et 2030)	2,5	1,7	1,0
Cours du brut West Texas Intermediate ($US/bpj en 2014)	116	77	37
Cours du pétrole lourd Western Canadian Select ($US/bpj en 2014)	90	56	21
Prix du gaz naturel au centre Henry ($US/gigajoule en 2014)	4,67	3,77	2,86

Ces projections concernant les émissions tiennent compte des prévisions du prix du pétrole et du gaz naturel énoncées dans *Avenir énergétique du Canada en 2016 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*, un document publié par l'Office national de l'énergie (ONE) en octobre 2016.

La figure 2 présente la répartition des émissions au Canada par secteur économique. En 2015, les secteurs du pétrole et du gaz en amont et des transports étaient chacun à l'origine de près du quart du total des émissions au Canada. Les émissions provenant des bâtiments s'élevaient à 12 %, suivies de la production d'électricité (11 %) et de l'agriculture (10 %). Les industries tributaires du commerce et à forte intensité d'émissions (production d'acier, d'aluminium et de ciment, pétrochimie, pâtes et papiers, fertilisants et exploitation minière) totalisaient pour leur part 10 % des émissions totales au Canada. Le raffinage du pétrole, qui est également une industrie tributaire du commerce et à forte intensité d'émissions, représentait 3 % du total des émissions. Le tableau 1 présente la répartition des émissions pour différentes années ainsi que les projections pour les années 2020 et 2030.

Figure 2 – Répartition des émissions de gaz à effet de serre du Canada, par secteur, 2015 (Mt d'éq. CO_2)

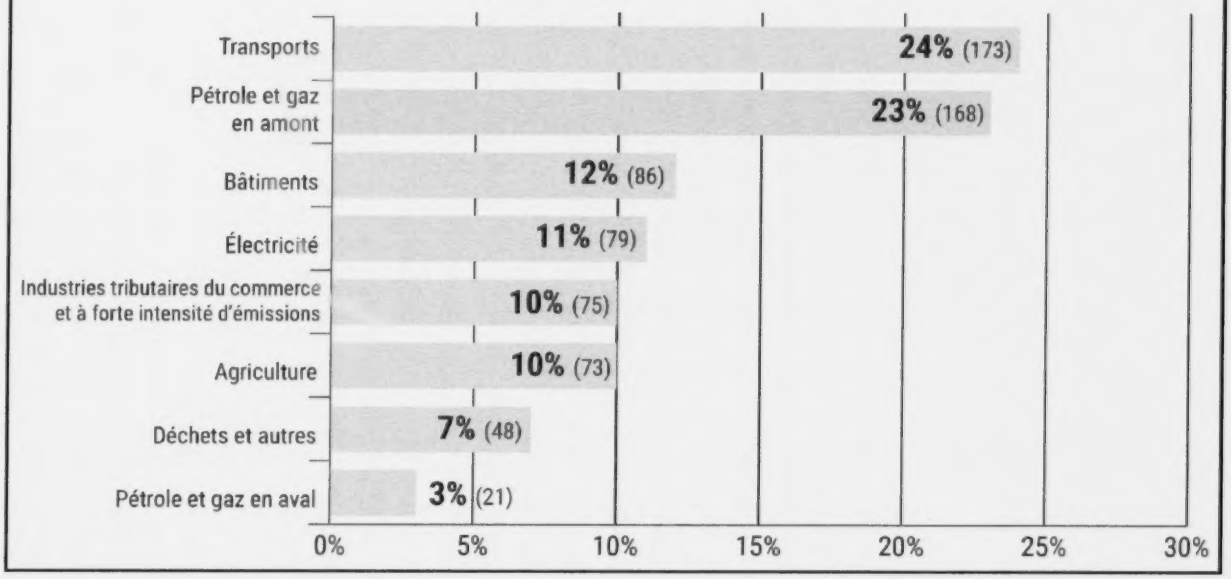


Tableau 1 – Émissions par secteur économique, 2005-2030 (Mt d'éq. CO_2)

	2005	2015	2020	2030
Pétrole et gaz en amont	137	168	175	193
Industries tributaires du commerce et à forte intensité d'émissions (incluant le raffinage du pétrole)	108	96	105	119
Électricité	117	79	71	46
Transports	163	173	168	155
Bâtiments	85	86	88	83
Agriculture	74	73	71	72
Déchets et autres	54	48	50	53
Total	***738***	***722***	***728***	***722***
Objectif en matière d'émission				***523***
Écart				***(199)***

Note : Comprend les mesures mises en place par les gouvernements, les consommateurs et les entreprises au Canada au cours des deux dernières années, jusqu'en septembre 2017.

Le présent rapport s'intéresse à l'industrie pétrolière et gazière en amont. Le comité s'est penché sur l'industrie pétrolière et gazière en aval dans son rapport intitulé *Décarbonisation des industries lourdes : La transition des industries tributaires du commerce et à forte intensité d'émissions du Canada vers une économie à faibles émissions de carbone.*

Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué dans les figures et les tableaux.

Source : Figure et tableau produits par la Bibliothèque du Parlement à partir de données tirées de *Canada's Seventh National Communication on Climate Change and Third Biennial Report—Actions to meet commitments under the United Nations Framework Convention on Climate Change*, p. 155.

Le dioxyde de carbone compte pour la majeure partie des émissions de GES anthropiques libérées au Canada. Il est suivi du méthane, puis de l'oxyde de diazote. Tous les GES n'ont pas le même potentiel de forçage radiatif. Par exemple, sur un horizon temporel de 100 ans[i], le méthane a une puissance de piégeage de la chaleur dans l'atmosphère 25 fois plus importante que le dioxyde de carbone, et l'oxyde de diazote a

[i] L'horizon temporel de 100 ans est conforme aux modalités de production des rapports prévus aux fins de la CCNUCC.

une puissance près de 300 supérieure à celle du dioxyde de carbone. Le tableau 2 présente la répartition des émissions de GES au Canada exprimées en équivalent de dioxyde de carbone (éq. CO_2), une norme communément utilisée qui facilite les comparaisons en ajustant le potentiel de réchauffement planétaire de chaque GES, en fonction de la quantité de dioxyde de carbone nécessaire pour produire un effet similaire[16].

La cible fixée pour 2030 est ambitieuse. Selon de nouvelles projections établies par Environnement et Changement climatique Canada en décembre 2017, le Canada doit réduire ses émissions annuelles de 199 Mt d'éq. CO_2 s'il veut atteindre sa cible en 2030[17]. Pour mettre les choses en perspective, la réduction exigée est supérieure aux émissions projetées pour la totalité de l'industrie pétrolière et gazière en amont du Canada en 2030, lesquelles devraient s'établir à 193 Mt d'éq. CO_2. Toutefois, cela ne veut pas dire que le Canada devrait limiter ses ambitions, car tout report des efforts de réduction des émissions n'aura pour effet que de rendre encore plus difficile l'atteinte des objectifs fixés ultérieurement. La commissaire à l'environnement et au développement durable du Canada a d'ailleurs souligné que, si les cibles d'émissions n'ont pu être atteintes dans le passé, c'est en partie parce que les gouvernements

Tableau 2 – Répartition par type d'émissions de gaz à effet de serre, 2014 (Mt d'éq. CO_2) – horizon temporel de 100 ans

Secteur	Dioxyde de carbone (CO_2)	Méthane (CH_4)	Oxyde de diazote (N_2O)	Hydrofluorocarbures (HFCs[4])	Hydrocarbures perfluorés (PFC[4])
Pétrole et gaz	143	48	1	0	0
Électricité	77	0	0	0	0
Transports	165	0	4	3	0
Industries tributaires du commerce et à forte intensité d'émissions	73	0	2	0	1
Bâtiments	77	3	1	6	0
Agriculture	15	29	29	0	0
Déchets et autres	23	28	2	0	0
Total	**574**	**108**	**39**	**9**	**1**

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Source : Tableau produit par la Bibliothèque du Parlement à l'aide des données d'Environnement et Changement climatique Canada, *Scénario de référence des émissions de gaz à effet de serre de 2016 pour le Canada,* « Émissions détaillées par gaz et par secteur économique ».

fédéraux qui se sont succédé n'ont instauré aucune mesure visant à réduire les émissions de l'industrie pétrolière et gazière[18].

L'atteinte de la cible fixée pour 2030 nécessitera une transformation titanesque des modes de production et des habitudes de consommation d'énergie au Canada. Il faut concevoir une société essentiellement transformée et sans carbone après 2030. Les témoins ne s'entendaient pas sur la question de savoir s'il est possible d'atteindre les objectifs du gouvernement sans nuire à l'économie. Il demeure toutefois qu'une société décarbonisée signifie de nouveaux débouchés économiques, moins de pollution et une meilleure qualité de l'air, une population plus en santé et une productivité accrue, grâce à de nombreux gains sur le plan du rendement énergétique[19].

Au Canada, les émissions par habitant sont parmi les plus élevées du monde[20]. Dans la lutte contre les changements climatiques, les efforts déployés par chaque pays s'additionnent, et ce n'est que par l'action collective que l'on parviendra à régler le problème. *Sans un effort concerté de notre part pour atteindre nos propres objectifs, comment pouvons-nous, en tant qu'économie avancée, demander à d'autres pays d'atteindre les leurs?* Si nous n'agissons pas, c'est la réputation et la crédibilité du Canada dans le monde qui seront entachées.

Les Canadiens doivent participer à la lutte contre les changements climatiques, même si la part des émissions attribuables au Canada dans le monde est relativement restreinte, puisqu'elle s'établit à 1,6 %[21] et devrait reculer à mesure qu'augmenteront les émissions des économies émergentes comme la Chine, l'Inde, le Brésil et l'Indonésie[22]. Le retrait annoncé des États-Unis de l'Accord de Paris complique les efforts de coopération mondiale dans cette lutte et risque de rendre les objectifs mondiaux de réduction des émissions plus difficiles à atteindre.

Selon les estimations, le marché mondial des technologies propres s'élève à 5,8 billions de dollars par année et croît au rythme de 3 % annuellement. Le Canada ne devrait pas rater cette occasion de profiter des retombées économiques sur son territoire et d'exporter ses technologies et son savoir-faire en matière de solutions énergétiques propres[23]. La réduction et le captage des émissions peuvent donner jour à des industries et à des chaînes d'approvisionnement entièrement nouvelles.

Parallèlement, la vitesse et l'ampleur de la transition envisagée auront une incidence sur le mode de vie de tous les Canadiens. Il est probable qu'ils en ressentiront les effets plus ou moins lourdement selon leur niveau de revenu ou la région où ils vivent. Les politiques devraient être conçues de manière à ne pas pénaliser les membres les plus vulnérables de la société et à faire profiter tous les Canadiens du passage à une économie moins polluante.

Il s'agit de savoir dans quelle mesure nous sommes prêts à sacrifier notre bien-être pour respecter nos engagements. D'un autre côté, que risquons-nous à retarder l'application des politiques de réduction des émissions? Quel est le coût du maintien du statu quo? Si nous attendons pour agir, la décarbonisation risque de nous coûter encore plus cher puisqu'il faudra accélérer la transition.

PROJECTIONS DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE MONDIALES : PETROLE ET GAZ

Selon les estimations, la demande d'énergie mondiale, notamment à l'égard des combustibles fossiles, devrait augmenter au cours des prochaines décennies. Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), le pétrole et le gaz représentent, à l'heure actuelle, environ la moitié de l'énergie consommée dans le monde[25]. L'avenir des produits du pétrole dépend d'un certain nombre de facteurs, dont les prix du pétrole et du gaz, la géopolitique, la technologie, la croissance économique et la réussite du virage vers une économie à faibles émissions de carbone à l'échelle internationale[26]. Pour l'AIE, la transition réussie vers les véhicules non polluants constitue un facteur déterminant dans la demande future de pétrole[27].

Les témoins ont présenté au comité différentes projections quant à la demande future de pétrole et de gaz; beaucoup d'entre eux ont d'ailleurs fondé leurs projections sur le travail de modélisation de scénarios de l'AIE. Les figures 3 et 4 présentent deux scénarios que l'Agence a explorés lors de sa comparution devant le comité, qui montrent différentes possibilités quant à la demande énergétique mondiale à venir. Ces scénarios démontrent que la structure de la demande énergétique à venir dépend grandement de la rigueur de l'action mondiale sur le climat. Le scénario des nouvelles politiques, à la figure 3, tient compte des politiques et des mesures déjà en place dans le monde en 2016. Cette projection ne permet pas d'atteindre les objectifs de réduction des émissions fixés dans l'Accord de Paris. Le scénario de l'action climatique rigoureuse, à la figure 4, illustre la demande énergétique mondiale en fonction d'une probabilité de 66 % d'atteindre les objectifs de l'Accord de Paris, qui visent à contenir l'élévation de la température moyenne mondiale en deçà de 2 °C au cours du présent siècle.

Il convient de noter que quelque 6 000 produits dépendent du pétrole et du gaz[28].

Certains produits de consommation courante fabriqués à partir de pétrole (ou de pétrole et de gaz)

- Brosses à dents
- Shampooing
- Savon
- Lentilles cornéennes, lunettes et lunettes de soleil
- Molleton de polyester
- Chaussures de course
- Articles de sport
- Ordinateurs, téléphones et autres appareils électroniques
- Produits pharmaceutiques[24]

Environ la moitié des 97 millions de barils de pétrole utilisés chaque jour à l'échelle mondiale est réservée aux combustibles servant au transport routier, comme l'essence et le diesel; le reste sert de matière première dans les usines pétrochimiques, pour les carburéacteurs et les combustibles de soute,

pour les lubrifiants, pour l'huile de chauffage et pour d'autres produits[29]. Les plastiques, les textiles et les cosmétiques sont d'autres produits qui contiennent du pétrole[30].

Quel avenir attend l'industrie pétrolière et gazière dans un monde devant faire la transition pour s'affranchir des émissions de carbone? L'atteinte des cibles de l'Accord de Paris dépend-elle du passage aux véhicules non polluants? Comment l'industrie pétrolière et gazière du Canada peut-elle se préparer à un monde où les émissions de carbone seront de plus en plus contrôlées? Doit-on craindre la prise de recours commerciaux dans l'avenir, si les produits pétroliers et gaziers canadiens sont considérés comme une source d'importantes émissions?

Figure 3 – Demande d'énergie primaire mondiale par type de combustible, scénario des nouvelles politiques de l'AIE (en MTep)

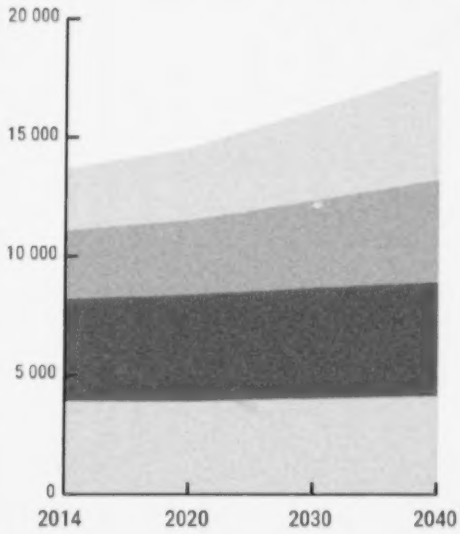
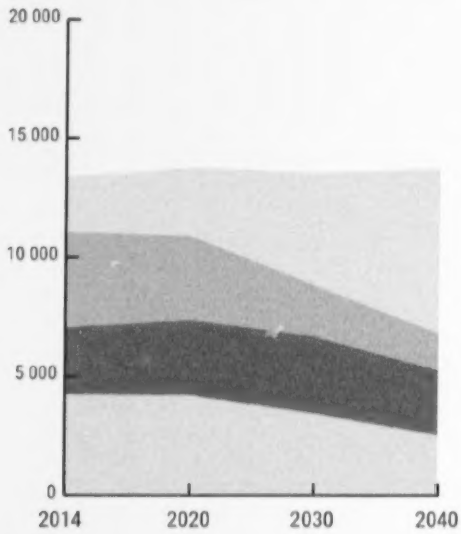


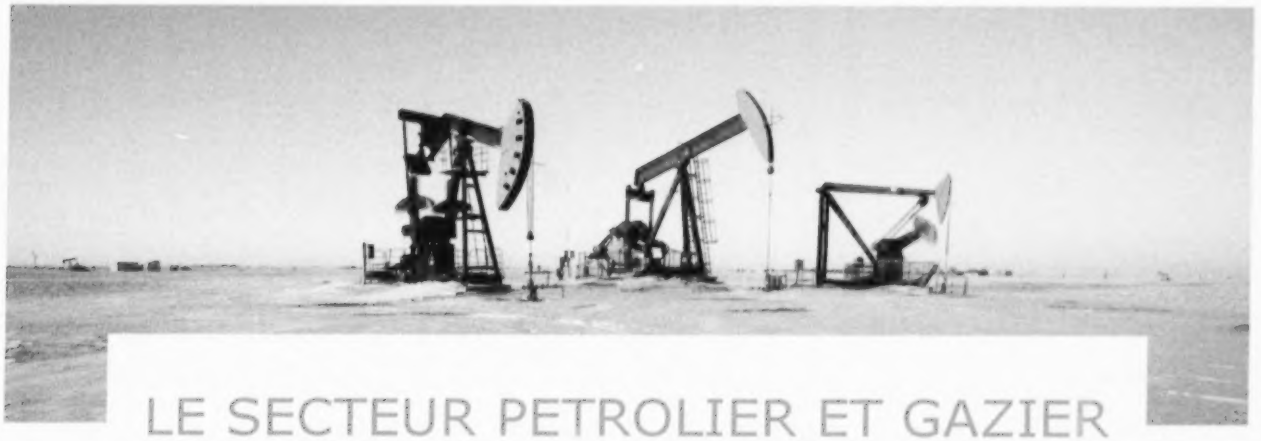
Figure 4 – Demande d'énergie primaire mondiale par type de combustible, scénario de l'action climatique rigoureuse de l'AIE (en MTep)



Pétrole ■ Gaz ■ Charbon ■ Énergie nucléaire, hydroélectricité, bioénergie et autres sources d'énergie renouvelable

Note : MTep = Million de tonnes d'équivalent pétrole. La catégorie « Autres » englobe toutes les autres formes d'énergie, l'énergie nucléaire, l'hydroélectricité, la bioénergie et les autres énergies renouvelables.

Source : Les figures 3 et 4 ont été produites par la Bibliothèque du Parlement, Ottawa, 2017, d'après les données tirées de Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook 2016;* et Agence internationale de l'énergie et Agence internationale pour les énergies renouvelables, *Perspectives for the Energy Transition: Investment Needs for a Low-Carbon Energy System* [DISPONIBLE EN ANGLAIS SEULEMENT].



LE SECTEUR PETROLIER ET GAZIER DU CANADA

Le Canada est riche en ressources pétrolières et gazières, et l'industrie du pétrole et du gaz est un important moteur économique au pays. Cette industrie assure des emplois directs ou indirects à plus de 700 000 Canadiens et, en 2015, elle a contribué à hauteur de 142 milliards de dollars, ou 7,7 %, au produit intérieur brut (PIB) national[31]. En 2015, le Canada se classait au quatrième rang mondial des producteurs de pétrole brut, avec la troisième réserve prouvée de pétrole brut en importance sur la planète. Par ailleurs, il était le cinquième plus grand producteur mondial de gaz naturel, avec la 17e réserve prouvée de gaz naturel en importance dans le monde[32]. Chaque année, l'industrie verse en moyenne 22 milliards de dollars aux gouvernements fédéral, provincial et territorial sous forme d'impôts, de redevances et de ventes foncières[33].

Les États-Unis sont essentiellement le seul marché d'exportation du pétrole et du gaz canadiens. Par exemple, 99 % des exportations de pétrole brut et la totalité des exportations de gaz naturel du Canada sont destinées aux États-Unis. En 2015, le Canada a importé l'équivalent de 23 % de sa production quotidienne – principalement des États-Unis, d'où sont venues 69 % des importations totales de brut. Le Canada a aussi reçu du pétrole brut de l'Arabie saoudite (9 %), du Nigéria (4 %), de l'Algérie (4 %) et de la Norvège (4 %)[34]. La quasi-totalité du gaz naturel importé est transportée par gazoduc des États-Unis; de petites

Prix réduit du pétrole brut de l'Ouest canadien

Cette réduction représente l'écart entre le prix du Western Canadian Select et du West Texas Intermediate. Le Western Canadian Select est le prix de référence d'un mélange composé principalement de brut lourd (bitume dilué) provenant de l'Ouest canadien. Le West Texas Intermediate est le prix de référence international pour le brut léger nord-américain, prix fixé à Cushing, en Oklahoma. Le raffinage du pétrole léger non sulfuré requiert moins d'énergie, et ce type de pétrole se vend habituellement à un prix plus élevé. Toutefois, la distance et la logistique nécessaire au transport du brut vers les marchés créent des écarts de prix qui dépassent la simple qualité du pétrole.

quantités de gaz naturel liquéfié (GNL) sont aussi importées par bateau de Trinité-et-Tobago et de la Norvège, et par camion des États-Unis[35].

Certains témoins ont parlé du risque inhérent pour le Canada de compter les États-Unis comme unique acquéreur des exportations canadiennes de combustibles fossiles. John Zhou, vice-président d'Alberta Innovates, a soulevé la question de la réduction de prix que les producteurs canadiens doivent consentir lorsqu'ils vendent leurs produits aux États-Unis, une réduction qui, selon, ses estimations, « peut atteindre 20 $ [canadiens] par baril [36] ». Selon Mark Salkeld, président et directeur général de la Petroleum Services Association of Canada, l'écart de prix menace la marge de profit de l'industrie[37]. Richard Sendall, président de l'In Situ Oil Sands Alliance, a dit au comité qu'il était prioritaire pour l'industrie de bâtir une nouvelle infrastructure d'exportation afin de diversifier les marchés d'exportation du pétrole et du gaz canadiens.

Figure 5 – Installations pétrolières et gazières au Canada, 2018

Note : Mtep = Millions de tonnes d'équivalent pétrole. « Autres » inclut toutes les autres formes d'énergie, l'énergie nucléaire, l'hydroélectricité, la bioénergie et d'autres énergies renouvelables.

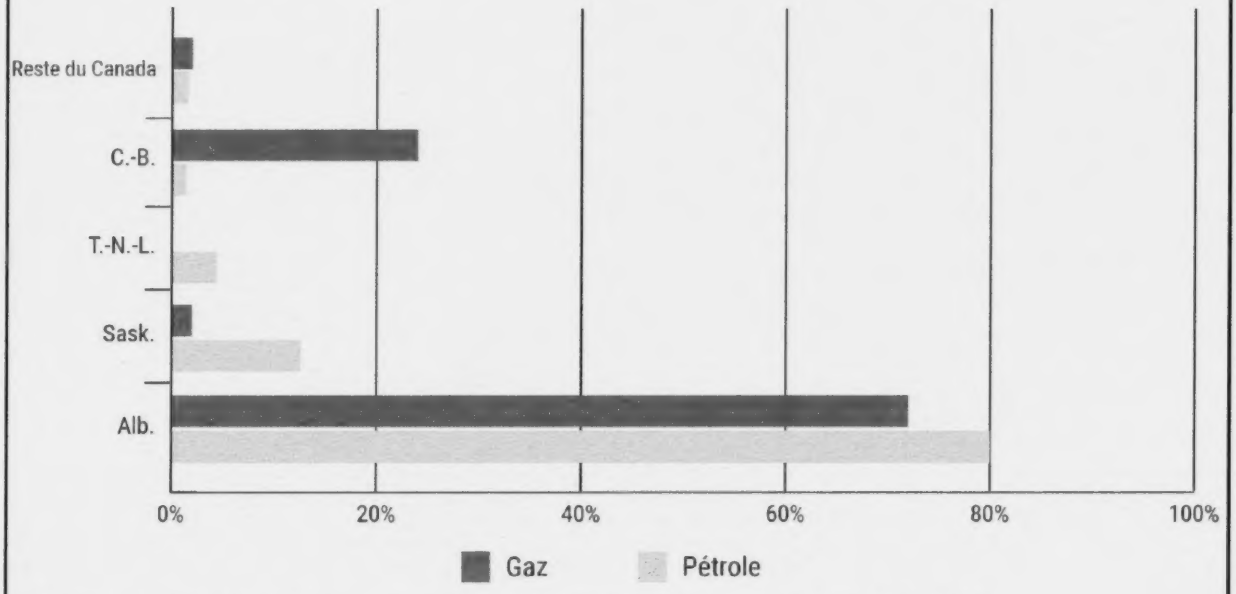
Source : Figure 5 produite par la Bibliothèque du Parlement, Ottawa, 2017, d'après des données tirées de Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook 2016*; et Agence internationale de l'énergie et Agence internationale pour les énergies renouvelables, *Perspectives for the Energy Transition: Investment Needs for a Low-Carbon Energy System* [DISPONIBLES EN

A) Production pétrolière et gazière : différences régionales

Au Canada, la production pétrolière et gazière en amont se concentre principalement en Alberta, en Colombie-Britannique, en Saskatchewan et à Terre-Neuve-et-Labrador. La figure 6 montre la répartition de la production de pétrole brut et de la production de gaz naturel au Canada, par province :

- Au chapitre de la production de pétrole brut, l'Alberta domine avec 80 % de la production totale canadienne, suivie de la Saskatchewan (12,6 %), de Terre-Neuve-et-Labrador (4,4 %), de la Colombie-Britannique (1,4 %) et du Manitoba (1,2 %); la Nouvelle-Écosse, l'Ontario et les Territoires du Nord-Ouest se divisent le reste (0,4 %).
- Au chapitre de la production de gaz naturel, l'Alberta domine (72 %), suivie de la Colombie-Britannique (24 %), de la Saskatchewan (2 %), des Territoires du Nord-Ouest (1,1 %) et de la Nouvelle-Écosse (1 %); l'Ontario et le Nouveau-Brunswick se divisent le reste (0,1 %).

Figure 6 – Répartition de la production de pétrole brut et de gaz naturel, par province, 2015



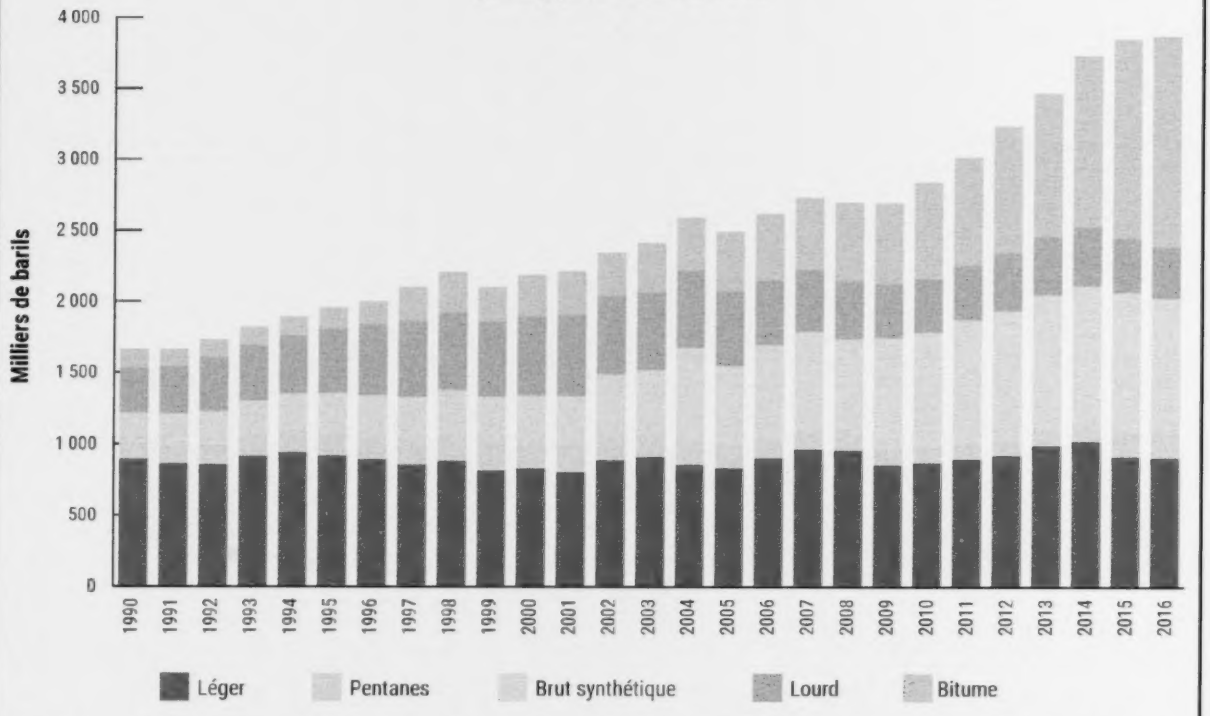
Source : Ressources naturelles Canada, *Cahier d'information sur l'énergie 2016-2017*.

Le pétrole et le gaz constituent le secteur économique qui génère la plus grande part du PIB provincial de l'Alberta, de Terre-Neuve-et-Labrador et de la Saskatchewan (28,7 %, 18,9 % et 16,1 % du PIB de chaque province, respectivement); en Colombie-Britannique, le secteur pétrolier et gazier est à l'origine de 3,5 % du PIB[38].

B) Types de pétrole et de gaz canadiens

Le Canada produit de nombreux types de pétroles, selon le lieu où il est extrait et traité et le procédé utilisé. Ces types de pétrole, illustrés à la figure 7, comprennent le pétrole brut classique (léger et lourd) et les condensats extraits du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada; le pétrole brut léger principalement classique provenant des champs pétrolifères maritimes de Terre-Neuve-et-Labrador; ainsi que le bitume extrait des sables bitumineux en Alberta. Le Canada produit également du pétrole brut synthétique, un mélange valorisé de pentanes provenant d'un flux de gaz naturel brut et d'hydrocarbures plus lourds produits à partir du bitume[39].

Figure 7 – Production canadienne quotidienne de pétrole brut et d'équivalents, par type, 1990-2016



Note : La production de pétrole brut et d'équivalents a augmenté de 233 % depuis 1990, en raison de la hausse marquée de la production de bitume et de pétrole brut synthétique.

Source : Association canadienne des producteurs pétroliers, *Statistical Handbook for Canada's Upstream Petroleum Industry*, juillet 2017.

Production de sables bitumineux : procédés et remise en état

Les sables bitumineux se trouvent sous une zone de 142 200 kilomètres carrés (km^2) située dans le nord de l'Alberta et s'étendant de façon marginale dans le nord de la Saskatchewan; ils font soit l'objet d'une extraction à ciel ouvert, soit d'une récupération in situ. Les formations peu profondes de 75 mètres ou moins sont exploitées à ciel ouvert et sont à l'origine de 46 % de la production actuelle de sables bitumineux. La méthode de la récupération in situ est utilisée pour les formations d'une profondeur supérieure à 75 mètres, qui génèrent 54 % de la production et représentent 81 % du total des ressources en sables bitumineux.

Extraction à ciel ouvert : Le bitume est extrait de mines à ciel ouvert. On dégage la surface pour recueillir les sables bitumineux qui sont ensuite concassés et transportés vers une usine d'extraction où l'on mélange le bitume à de l'eau chaude pour le séparer du sable, des roches et de l'argile. Le bitume récupéré au moyen de ce procédé, qui est épais et visqueux, doit être dilué avant de pouvoir être transporté par oléoduc ou, encore, valorisé sous la forme d'hydrocarbures moins lourds et moins visqueux, comme le pétrole brut synthétique et d'autres produits dérivés. Les résidus fluides, ou bassins de résidus, sont un produit dérivé toxique de l'exploitation des sables bitumineux. Au total, les bassins de résidus et les structures connexes occupent une superficie de 220 km^2, dont 88 km^2 de surface liquide.

Récupération in situ : Pour extraire les dépôts de bitume enfouis profondément, on utilise principalement un procédé appelé « drainage par gravité au moyen de vapeur » (DGMV). Ce procédé consiste à générer de la chaleur (habituellement en brûlant du gaz naturel) pour produire de la vapeur. La vapeur, souvent conjuguée à d'autres produits comme des gaz non expansibles pour aider à conserver la pression dans le réservoir, est injectée dans le dépôt de bitume semi-solide et de consistance épaisse, afin de le réchauffer et d'augmenter la fluidité du bitume. Le bitume chauffé s'écoule et est recueilli au moyen de tuyaux situés sous le dépôt; il est ensuite pompé à la surface afin d'y être valorisé et transporté.

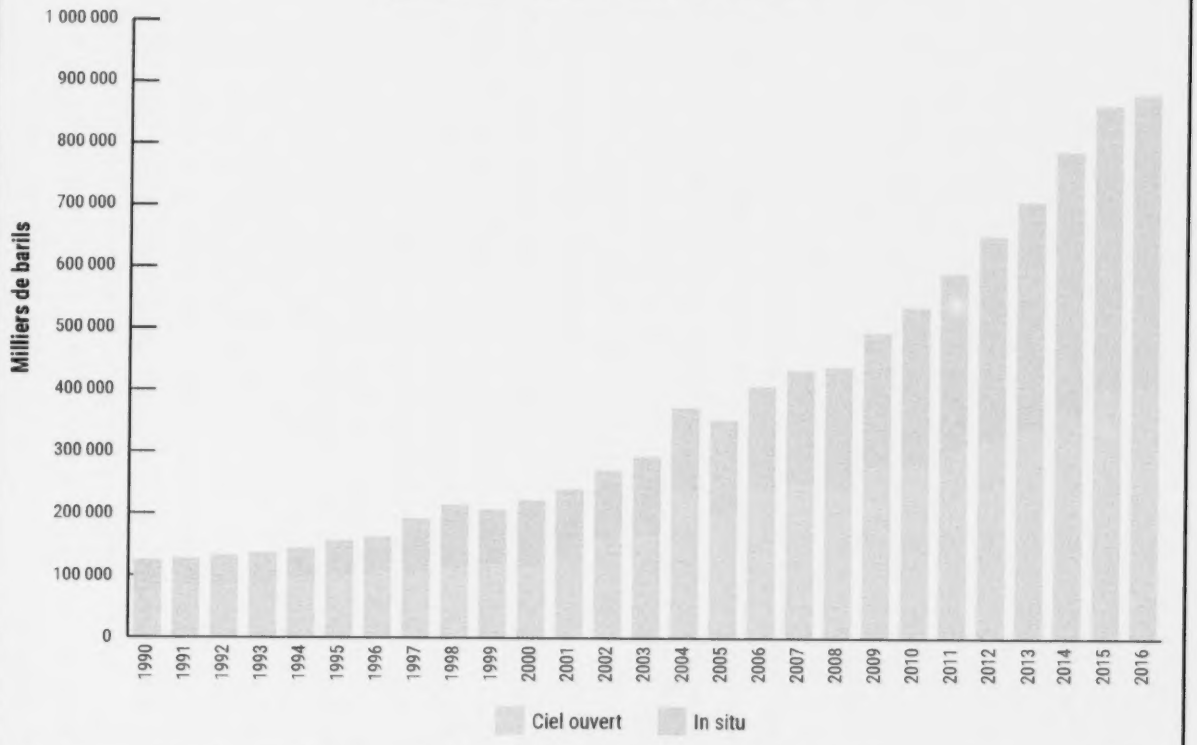
Aux termes des lois et règlements provinciaux, les terrains utilisés aux fins de l'exploitation de ressources énergétiques doivent être remis en état de manière écologique. Le terrain peut être remis en état en vue d'être utilisé à des fins légèrement différentes de celles pour lesquelles il était utilisé avant le début des activités d'exploitation. L'organisme de réglementation de l'énergie de l'Alberta, l'Alberta Energy Regulator (AER), est chargé de définir et de fixer les normes, les critères et les directives en matière de remise en état des terrains désignés en vue de leur conservation et de leur remise en état. Avant de délivrer un certificat de remise en état, l'AER examine les demandes de remise en état en fonction des normes, critères et directives en vigueur pour s'assurer que les objectifs ont bel et bien été atteints. Les bassins de résidus sont eux aussi soumis à une gestion réglementaire[40].

Les sables bitumineux du Canada contiennent 97 % des réserves de pétroles prouvées du pays (voir l'encadré pour un aperçu des procédés de production des sables bitumineux)[41]. Au Canada, la production de sable bitumineux dépasse la production de pétrole classique depuis 2010. En fait, les sables bitumineux ont constitué, en 2015, 61 % de la production canadienne totale (voir la figure 7 pour un historique des volumes de production annuelle des sables bitumineux)[42]. Aujourd'hui, plus de 60 % du bitume de l'Alberta est expédié à des entreprises de raffinage aux États-Unis sous forme de bitume dilué[43], un bitume qui a été dilué par l'ajout d'agents diluants (habituellement des condensats de gaz naturel tels que le naphte ou un mélange d'autres

hydrocarbures légers) pour en permettre le transport par oléoduc. La proportion de diluant nécessaire dépend de la viscosité du brut et du type de diluant utilisé; les mélanges de bitumes et de condensats nécessitent environ 30 % de condensats, et les mélanges composés de bitume valorisé contiennent jusqu'à 50 % de bitume valorisé[44]. Pour les producteurs de sables bitumineux, le coût du diluant, qui s'élève à environ 10 $ par baril de pétrole transporté, est en grande partie irrécupérable[45]Au Canada, une partie du gaz naturel est produite par forage classique, en tant que produit dérivé des puits pétroliers classiques, mais la majorité de la production – 74 % de la production commercialisable en 2015 – provient de sources non classiques, comme le gaz de réservoir étanche, le gaz de schiste et le gaz de charbon (la figure 8 montre les volumes de production annuels historiques)[46].

En 2015, pas moins de 80 % des réserves commercialisables du Canada provenaient de sources non classiques[47]. En Colombie-Britannique, plusieurs propositions d'aménagement d'infrastructures de gaz naturel

Figure 8 – Production canadienne annuelle de sables bitumineux, synthétique et bitume, 1990-2016



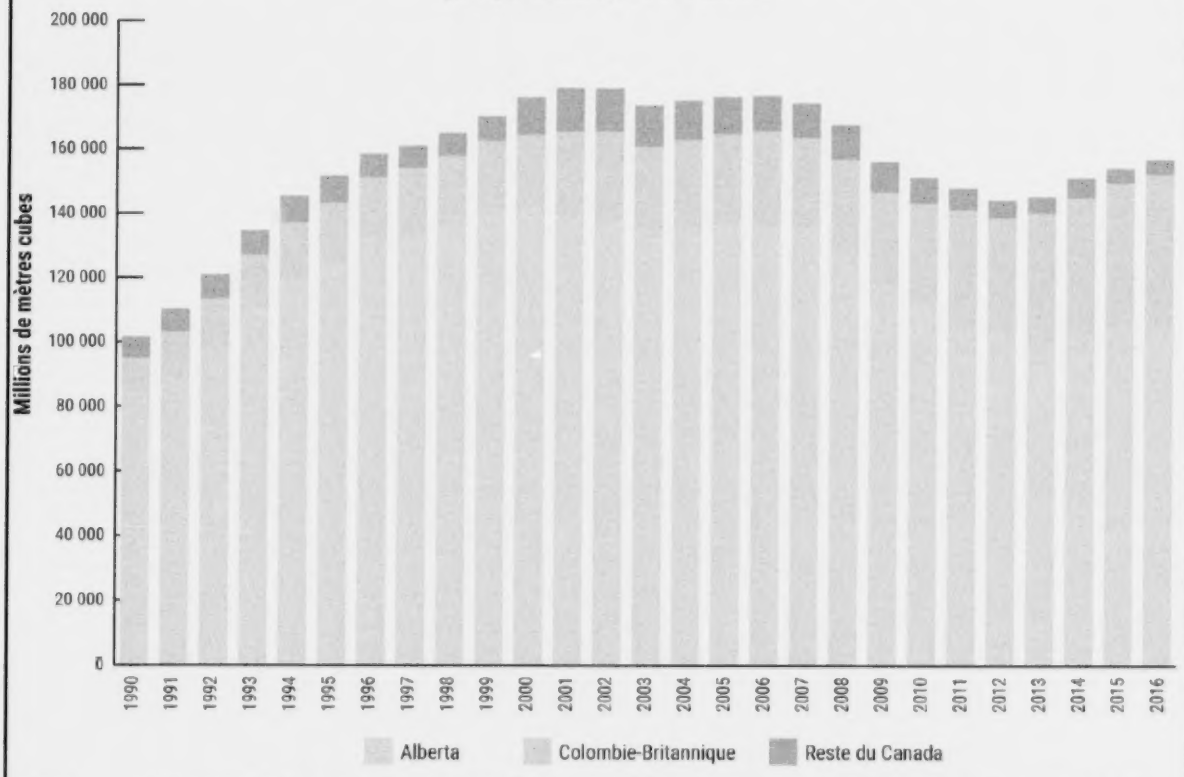
Note : La production de sables bitumineux a septuplé depuis 1990. L'année 2010 marque le moment où la production in situ a dépassé la production par extraction à ciel ouvert.

Source : Association canadienne des producteurs pétroliers, *Statistical Handbook for Canada's Upstream Petroleum Industry*, juillet 2017.

liquéfié (GNL) aux fins d'exportation sont sur la table. À l'heure actuelle, le Canada n'a pas d'installations de refroidissement et de mise sous pression du gaz naturel pour l'amener à un état liquide qui en permet le transport en vrac par navire-citerne; il est toutefois possible de recevoir du GNL et de le ramener à l'état gazeux au Nouveau-Brunswick, au terminal d'importation Canaport LNG. En Colombie-Britannique, le GNL est aussi employé pour compléter l'approvisionnement en gaz de la province pendant les périodes de forte demande, afin d'être utilisé pour certains camions et les transbordeurs provinciaux. Le GNL est acheminé par camion dans les Territoires du Nord-Ouest pour produire de l'électricité[48].

Les liquides de gaz naturel (LGN), qui incluent les pentanes, le propane, le butane et l'éthane, sont extraits du gaz naturel brut dans les usines de valorisation. Même si les producteurs de LGN font partie du secteur en amont, les fabricants de produits pétroliers raffinés (essence, diesel, carburéacteur, huile de chauffage) sont con-

Figure 9 – Production commercialisable annuelle de gaz naturel au Canada, par province, 1990-2016



Note : En raison d'un recul de la production en Alberta et dans le reste du Canada, la production commercialisable de gaz naturel a diminué dans l'ensemble depuis 2001, malgré une croissance positive depuis 2013. À l'inverse, la production en Colombie-Britannique a connu une hausse constante et plus que quadruplé au cours de la même période.

Source : Association canadienne des producteurs pétroliers, *Statistical Handbook for Canada's Upstream Petroleum Industry*, juillet 2017.

sidérés comme faisant partie du secteur « en aval ».

C) Production actuelle

Le tableau 3 montre les taux de production quotidienne de 2015 ainsi que la production totale annuelle de pétrole et de gaz classiques et non classiques au Canada. Comme il a été mentionné précédemment, ces taux de production placent le Canada au quatrième et au cinquième rang des producteurs de pétrole brut et de gaz naturel dans le monde, respectivement.

D) Production projetée

La demande mondiale d'énergie et de combustibles fossiles devrait augmenter au cours des prochaines décennies, mais quelle sera son incidence sur la production cana-dienne? Pour ré-pondre à cette question, l'ONE a modélisé différents scénarios pour explorer les tendances futures de l'offre et de la demande d'énergie au Canada[49]. Jim Fox, vice-président de l'ONE, a expliqué que, selon différents scénarios de prix de l'éner-gie et de conjonctures macroéconomiques, « [t]outes nos projections prévoient une croissance substantielle de la production d'énergie d'ici 2040. Dans notre scénario de référence, la production de pétrole au Canada augmente de 56 % pour atteindre 6,1 millions de barils par jour en 2040. La production de gaz naturel s'accroît de 22 % par rapport aux niveaux de 2014 pour atteindre 17,9 milliards de pieds cubes par jour. Cette augmentation de la production est principalement attribuable aux exportations de gaz naturel liquéfié[50]. »

Tableau 3 – Production de pétrole et de gaz de sources classiques et non classiques au Canada, 2015

Pétrole	Taux de production quotidienne Mb/j	Production annuelle totale Mb/a
Pétrole classique	1,5	547,5
Pétrole non classique	2,4	876
Pétrole – total	**3,9**	**1 423,5**

Gaz naturel	Taux de production quotidienne Gpi^3/j	Production annuelle totale Bpi^3/a
Gaz classique	3,7	1,35
Gaz non classique	10,7	3,9
Gaz – total	**14,4**	**5,26**

Note : Mb/j : million de barils de pétrole par jour; Mb/a : million de barils de pétrole par an; Gpi3/j : milliard de pieds cubes par jour; Bpi3/a : billion de pieds cubes par an.

Source : Ressources naturelles Canada, *Cahier d'information sur l'énergie 2016-2017*.

1. Production de pétrole projetée

Les figures 10a et 10b (à la page suivante) montrent différents scénarios élaborés par l'ONE concernant l'avenir de la production de pétrole. Chaque scénario présente un modèle de l'incidence de différentes hypothèses au sujet des prix du pétrole et du gaz et de la conjoncture macroéconomique, et de l'effet des politiques climatiques des gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux qui étaient suffisamment détaillées pour être modélisées au moment de la préparation des scénarios (voir les annexes du rapport de l'ONE pour obtenir des détails sur les politiques incluses dans l'analyse).

Les scénarios de l'ONE comprennent un scénario de référence (une perspective de base, reposant sur une vision modérée des prix de l'énergie et de la croissance économique à venir), un scénario de référence mis à jour (comportant des prix du pétrole et du gaz à long terme légèrement inférieurs, de même que de nouvelles initiatives du fédéral et des provinces en matière du climat ayant été lancées avant la publication), un scénario de prix élevés (comportant des prix du pétrole et du gaz à long terme plus élevés) ainsi qu'un scénario de prix bas (comportant des prix du pétrole et du gaz à long terme plus bas).

Figures 10a et 10b – Hypothèses quant aux prix du pétrole brut et à la production totale de pétrole selon les scénarios de référence de l'ONE, scénarios de prix élevés et de prix bas

Figure 10a

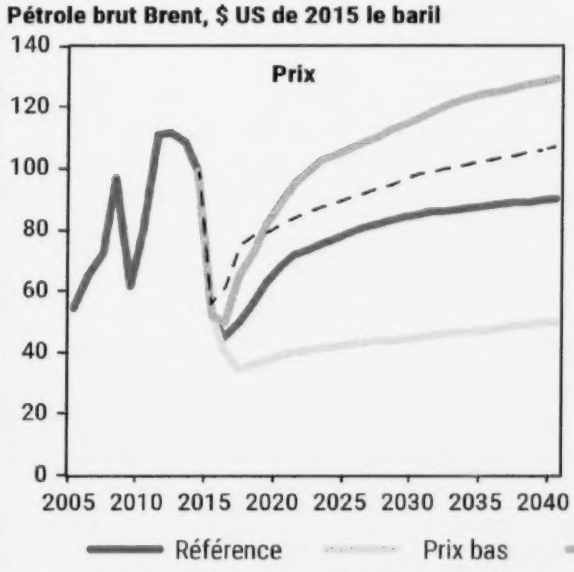
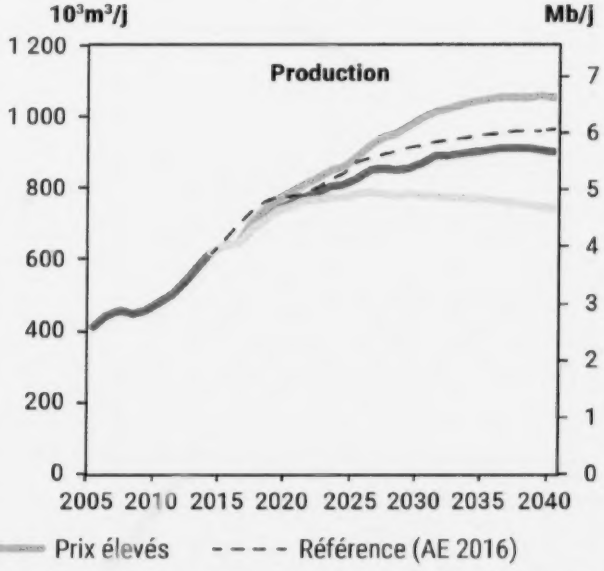


Figure 10b



Référence — Prix bas — Prix élevés - - - - Référence (AE 2016)

Note : Le graphique de gauche montre les scénarios de l'ONE relatifs aux prix et à la conjoncture macroéconomique; le graphique de droite montre la production projetée pour chaque scénario. La ligne pointillée que l'on voit dans l'un et l'autre graphique correspond au scénario de référence mis à jour provisoire de l'ONE. Des prix élevés et une conjoncture macroéconomique favorable ont pour effet de stimuler la production.

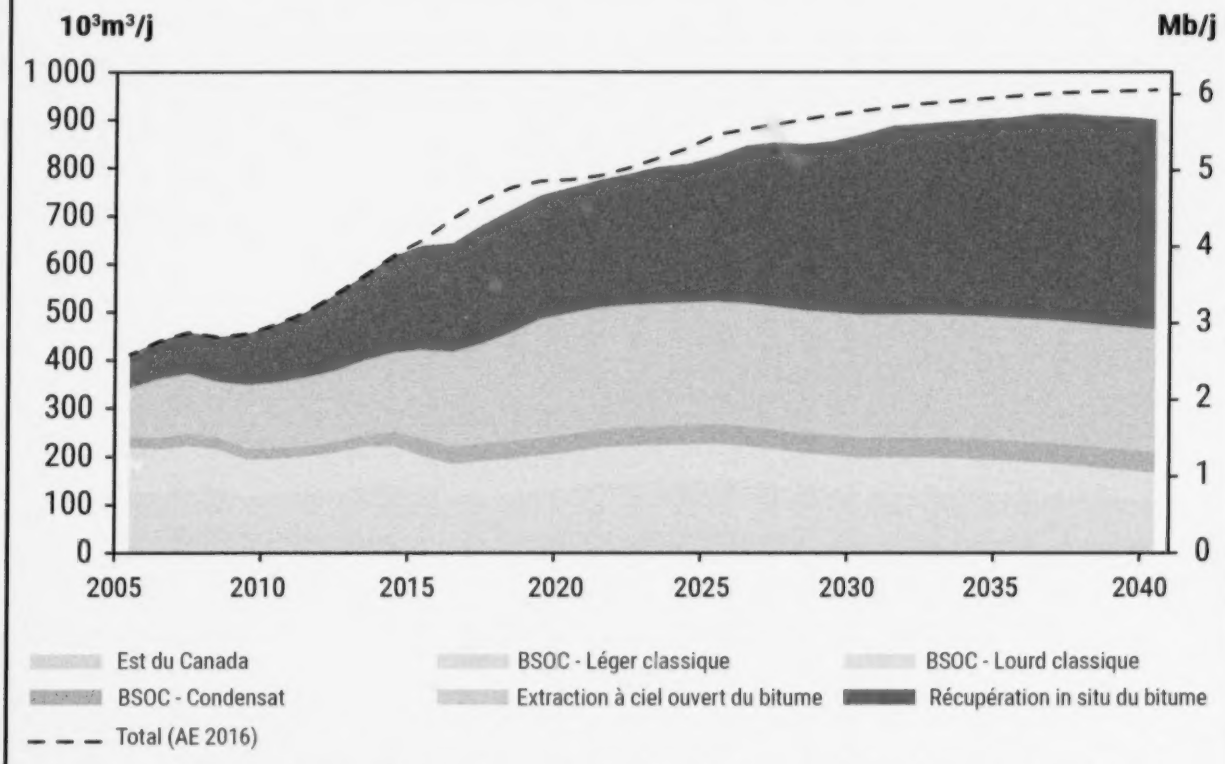
Source : Office national de l'énergie, *Avenir énergétique du Canada en 2016 : Mise à jour – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*, 2016.

Les scénarios de l'ONE montrent que la production pétrolière à venir est subordonnée aux prix. Selon le scénario de prix élevé, la production projetée pour 2040 est 8,2 % supérieure à celle indiquée dans le scénario de référence mis à jour, tandis que la production projetée pour 2040 dans le scénario de prix bas est 23 % inférieure à celle indiquée dans le scénario de référence mis à jour. Le scénario de prix bas prévoit un plafonnement de la production de pétrole en 2025[51].

La figure 11 présente les projections de l'ONE quant aux niveaux de production de différents types de pétrole en fonction du scénario de référence d'origine. Selon ces projections, on estime que d'ici 2040 :

- La production de sables bitumineux atteindra les 4,3 Mb/j, soit une hausse de 72 % par rapport aux niveaux de 2015. La récupération in situ fournira 2,7 Mb/j de la production de sables bitumineux en 2040, soit 63 % de la totalité de la production.

Figure 11 – Production canadienne totale de pétrole brut et d'équivalents, scénario de référence de l'ONE



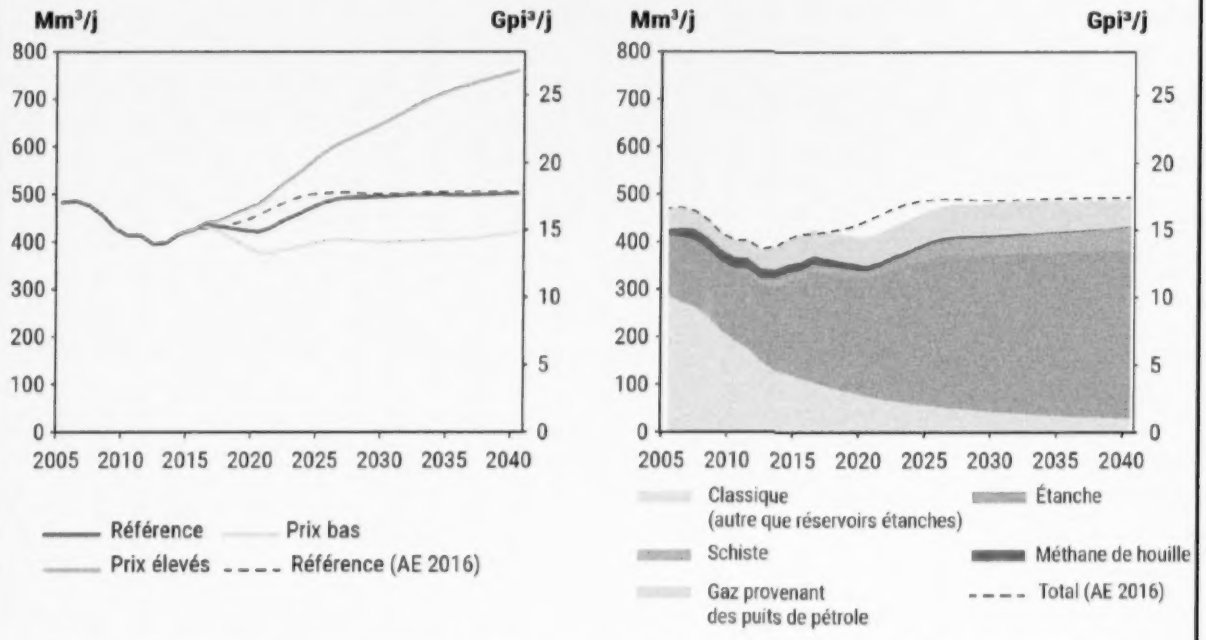
Source : Office national de l'énergie, *Avenir énergétique du Canada en 2016 : Mise à jour – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*, 2016.

- La production de pétrole léger classique atteindra les 559 Mb/j, ce qui représente une diminution de 15 % par rapport aux niveaux de 2015.
- La production de pétrole lourd classique atteindra les 368 Mb/j, ce qui représente une diminution de 15 % par rapport aux niveaux de 2015.
- Sous réserve de nouvelles découvertes de ressources extracôtières, la production de pétrole en mer atteindra les 122 Mb/j, ce qui représente une diminution de 30 % par rapport aux niveaux de 2015[52].

2. Production de gaz naturel projetée

Le graphique de gauche, à la figure 12, illustre les projections de l'ONE quant à l'avenir de la production de gaz naturel, selon ses scénarios modélisés; le graphique de droite montre les prévisions quant à la production de gaz naturel par type en fonction du scénario de référence d'origine. Tous les scénarios partent de l'hypothèse que du GNL commencera à être exporté en 2021 depuis la côte de la Colombie-Britannique et que les exportations de GNL atteindront 2,5 Gpi³/j en 2025. Dans le scénario de référence mis à jour, la production totale de gaz naturel en 2040 est 18,5 % supérieure aux niveaux de

Figure 12 – Production canadienne totale de gaz naturel commercialisable selon plusieurs scénarios et production de gaz naturel par type selon le scénario de référence



Source : Office national de l'énergie, *Avenir énergétique du Canada en 2016 : Mise à jour – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*, 2016.

2015. Le scénario de référence d'origine montre une régression continue du gaz naturel classique et une augmentation importante de la production de gaz de réservoir étanche, particulièrement durant la période de 2020-2026 où devraient commencer les exportations de GNL.

Les scénarios montrent que la production de gaz naturel est subordonnée aux prix. Dans le scénario de prix élevés, on s'attend à ce que la production soit, en 2040, 50 % plus élevée que dans le scénario de référence mis à jour; dans le scénario de prix bas, la production en 2040 est 17 % inférieure à celle prévue dans le scénario de référence mis à jour. Au sujet des hypothèses de l'ONE concernant l'avenir de la production de GNL, Jim Fox a expliqué ce qui suit :

> *[L]es projets de GNL au Canada devraient fonctionner selon un mode d'intégration verticale, dans lequel les promoteurs sont propriétaires des réserves, des installations de production et des usines de liquéfaction. Par conséquent, les volumes de GNL exporté auraient un lien direct avec la quantité de gaz naturel produit au Canada, qui fluctuerait selon la quantité exportée. Les exportations de GNL ne sembleraient pas avoir d'incidence sur la quantité de gaz mis à la disposition des consommateurs canadiens[53].*

Le corollaire de cette hypothèse, c'est que si les exportations de GNL ne commencent pas comme le prévoient les scénarios de l'ONE, la production globale de gaz naturel ralentira au Canada. Pour vérifier les effets de cette supposition, l'ONE a modélisé trois scénarios des capacités relatives aux GNL (scénario de référence, scénario prévoyant des exportations élevées de GNL et scénario ne prévoyant aucune exportation de GNL). On constate qu'un fort volume d'exportation de GNL permettrait de produire, en 2040, 7 milliards de pieds cubes par jour (Gpi³/j) de gaz naturel de plus que le scénario sans exportation, ce qui équivaut à la moitié environ de la production actuelle[54].

Lors d'une mission d'étude à Hamilton en Ontario, les membres du comité ont appris de représentants de la ville et de Union Gas, que l'unité de purification du biogaz de Hamilton a une capacité de traitement allant jusqu'à 10 000 mètres cubes de gaz naturel renouvelable par jour (équivaut au chauffage de 1 200 maisons) qui est ensuite introduit dans le réseau de distribution de gaz d'Union Gas.

INDUSTRIE CANADIENNE DU PÉTROLE ET DU GAZ EN AMONT : ÉMISSIONS ET TENDANCES

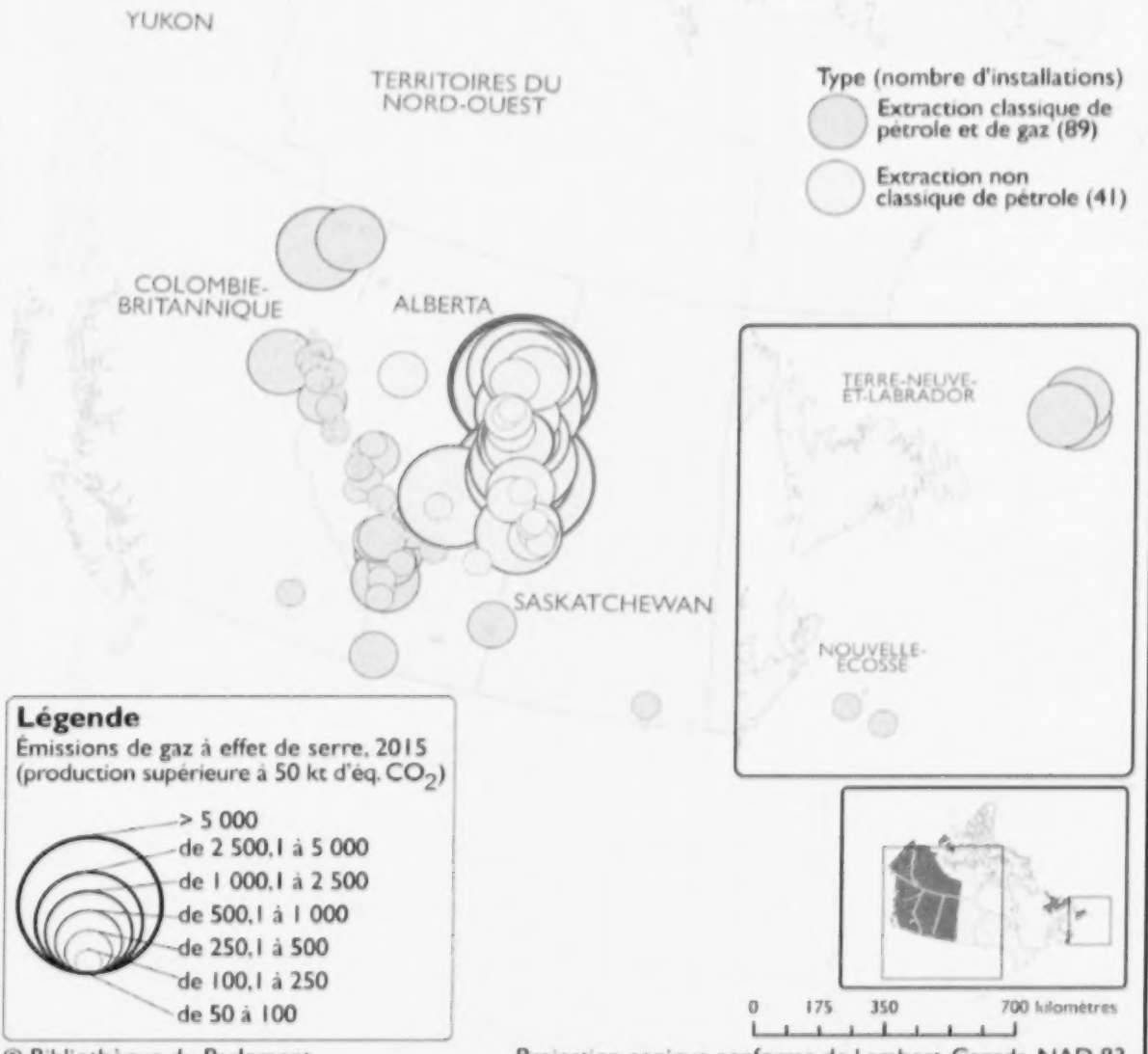
L'industrie pétrolière et gazière du Canada, en incluant à la fois les activités en amont et en aval, est la plus grande source d'émissions de gaz à effet de serre au pays, soit 189 Mt d'éq. CO_2 en 2015, ou 26 % du total des émissions[55]. Les émissions pétro-lières et gazières en amont représentaient 23 % du total des émissions canadiennes et les émissions en aval, 3 % du total des émissions[56]. Comme il a déjà été mentionné, le comité s'est penché sur les émissions des activités pétrolières et gazières en aval associées au secteur du raffinage dans son rapport sur les indus-tries tributaires du commerce et à forte intensité d'émissions[ii].

La Figure 13 dresse l'inventaire des émissions de plus de 50 kilotonnes (kt) d'éq. CO_2 découlant des activités en amont du secteur pétrolier et gazier classique et non classique pour l'année 2015. En consultant la carte, on constate que les émissions de GES de ce secteur se concentrent en grande partie dans certaines régions du pays, l'Alberta étant la plus grande émettrice de GES. Les plus importantes sources d'émissions proviennent des activités d'extraction non classique du pétrole.

Les membres du comité ont rencontré des représentants d'Irving Oil lors d'une mission d'étude à Saint-Jean au Nouveau-Brunswick.

[ii] Selon un rapport d'Environnement et Changement climatique Canada, intitulé « Sources et puits de gaz à effet de serre : sommaire », les émissions de GES issues de l'amont de l'industrie pétrolière et gazière incluent celles qui sont associées à la combustion fixe, au transport sur place, à la production d'électricité et de vapeur, aux émissions fugitives et aux émissions découlant de procédés de production et de traitement du gaz naturel, la production de pétrole classique, la production de pétrole extracôtière et dans l'Arctique, la production de sables bitumineux (à ciel ouvert et in situ) et leur valorisation, ainsi que la combustion et les émissions fugitives provenant du transport et de l'entreposage du pétrole brut et du gaz naturel. Les émissions de GES provenant de l'aval de l'industrie pétrolière et gazière incluent les mêmes types d'émissions, mais pour les industries de raffinage du pétrole et les industries associées à la combustion et aux émissions fugitives provenant de la distribution locale de gaz naturel.

Figure 13 – Émissions de gaz à effet de serre issues des installations d'extraction du pétrole et du gaz, 2015

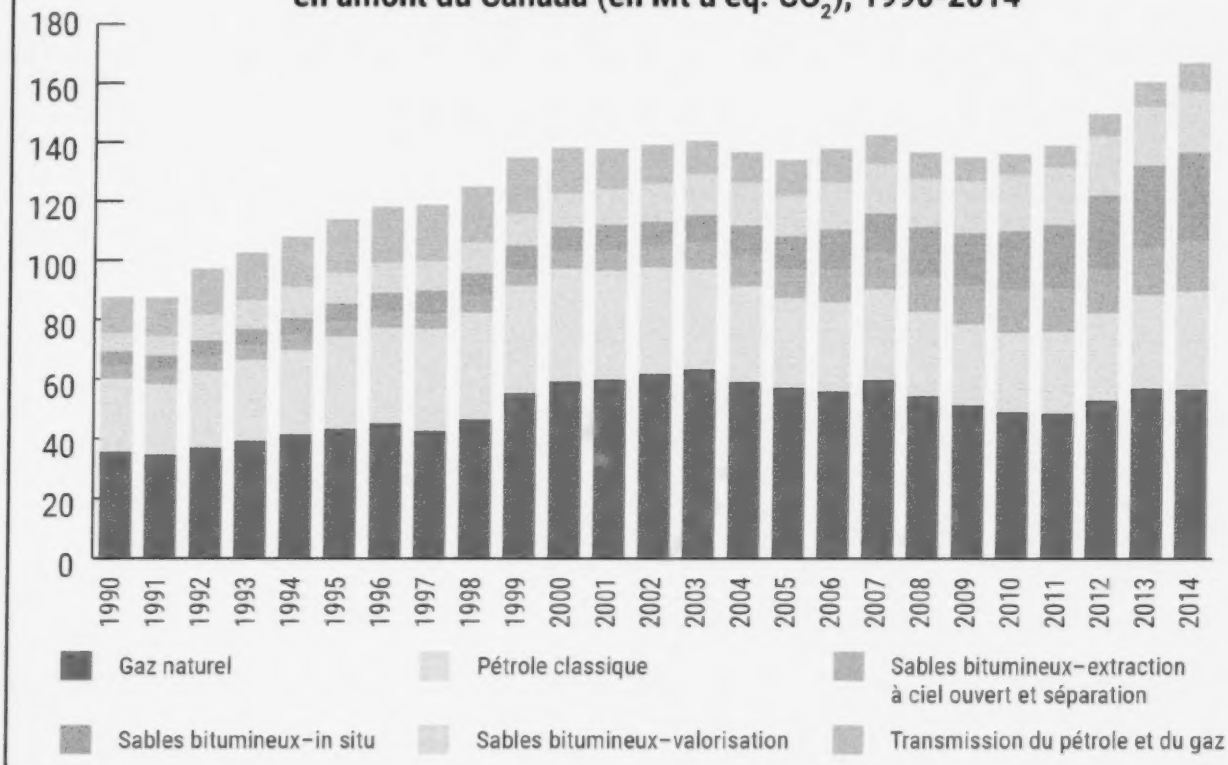


© Bibliothèque du Parlement

Projection conique conforme de Lambert, Canada, NAD 83

Source : Carte produite par la Bibliothèque du Parlement à partir de données tirées de Environnement et Changement climatique Canada (ECCC), *Émissions de gaz à effet de serre provenant des installations d'envergure, Canada, 2015*, consulté en septembre 2017; et Ressources naturelles Canada (RNCan), « Limites (polygones) », dans *Données de l'Atlas du Canada à l'échelle nationale de 1/5 000 000*, Ottawa : RNCan, 2013. Le logiciel suivant a été utilisé : Esri, ArcGIS, version 10.3.1. Contient de l'information visée par la *Licence du gouvernement ouvert – Canada*.

Figure 14 – Émissions de GES du secteur pétrolier et gazier en amont du Canada (en Mt d'éq. CO_2), 1990-2014



Source : Environnement et Changement climatique Canada, « Tableaux des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada et par province/territoire, D-Tableaux-Secteur-économique-Canadien-Provinces-Territoires ».

A) Émissions absolues et tendances

Le profil d'émissions de GES du secteur pétrolier et gazier en amont du Canada a augmenté ces dernières années. Comme le montre la Figure 14, les émissions absolues de GES produites en amont ont presque doublé au cours de cette période, pour atteindre 167,1 Mt d'éq. CO_2 en 2014, en raison de la hausse importante des GES issus des sables bitumineux[57]. Les éléments suivants sont dignes de mention :

- En 2014, les émissions liées au gaz naturel ont augmenté de 59 % par rapport aux niveaux de 1990, pour atteindre 56,7 Mt d'éq. CO_2; la production de gaz naturel, pour sa part, a augmenté de 49 %.
- En 2014, les émissions liées au pétrole classique ont augmenté de 35 % par rapport aux niveaux de 1990, pour atteindre 33,1 Mt d'éq. CO_2. Les émissions ont atteint leur sommet en 2000 et ont diminué de façon constante pour ensuite reprendre leur montée depuis 2009; la

production de pétrole classique, pour sa part, a augmenté de 16 %.

- En 2014, les émissions liées aux sables bitumineux ont bondi de 339 % par rapport aux niveaux de 1990, pour atteindre 67,6 Mt d'éq. CO_2; la production de sables bitumineux, pour sa part, a augmenté de 528 %. Depuis 1990 :
  - les GES provenant de l'extraction à ciel ouvert et de la séparation ont augmenté de 282 %;
  - les GES provenant de la récupération in situ ont augmenté de 523 %;
  - les GES provenant de la valorisation ont augmenté de 236 %.
- En 2014, les émissions liées au transport du pétrole et du gaz associées à la combustion et aux émissions fugitives découlant du transport et de l'entreposage du pétrole brut et du gaz naturel ont diminué de 20 % par rapport aux niveaux de 1990, pour atteindre 9,7 Mt d'éq. CO_2.

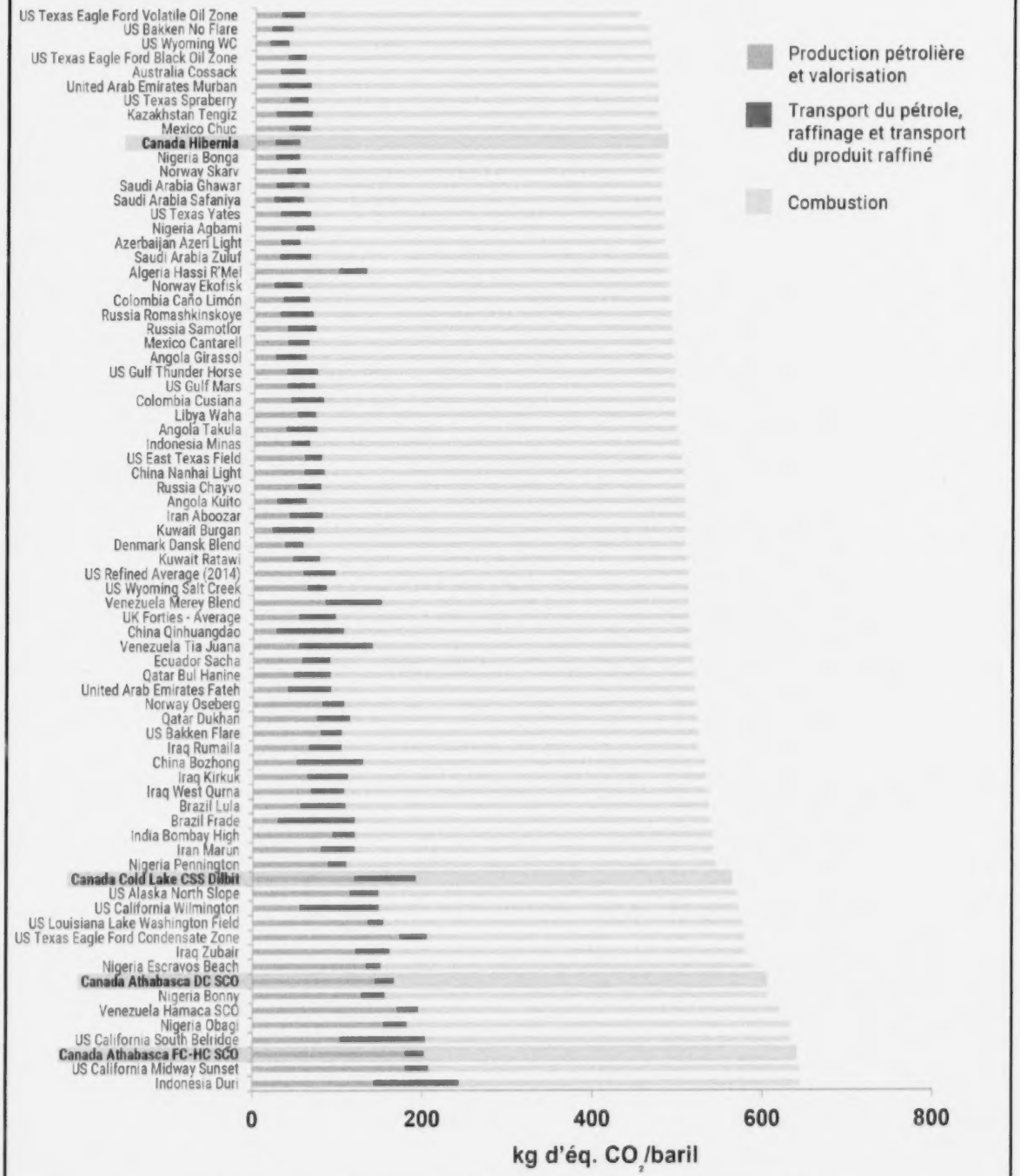
B) Intensité des émissions

L'intensité des émissions correspond à la mesure du taux moyen d'émissions de GES associées à une activité comme la production de pétrole et de gaz. Un indicateur courant dans le secteur pétrolier est le kilogramme d'équivalent de dioxyde de carbone par baril de pétrole (kg d'éq. CO_2/baril). Le secteur du gaz naturel, pour sa part, mesure les émissions sur la base du kilogramme d'équivalent de dioxyde de carbone par baril équivalent de pétrole (kg d'éq. CO_2/bep).

« *En 2014, les émissions liées au transport du pétrole et du gaz associées à la combustion et aux émissions fugitives découlant du transport et de l'entreposage du pétrole brut et du gaz naturel ont diminué de 20 % par rapport aux niveaux de 1990, pour atteindre 9,7 Mt d'éq. CO_2* »

Leah Lawrence, présidente et directrice générale de Technologies du développement durable Canada, a présenté un graphique comparatif de l'intensité des émissions de différents pétroles bruts canadiens par rapport à de nombreux autres pétroles bruts de l'étranger (voir la figure 15). En consultant le graphique, on constate que plusieurs pétroles bruts canadiens ont une intensité d'émission supérieure à celle des pétroles de l'étranger auxquels ils sont comparés. En revanche, Richard Sendall, président de l'In Situ Oil Sands Alliance, a fait observer que « [p]armi les principaux détenteurs de réserves de pétrole, seul le Canada est soumis à des règlements et à une supervision environnementaux stricts et de calibre mondial, et il est le seul grand producteur de pétrole qui compte sur des règlements exhaustifs sur les émissions de gaz à effet de serre[58] ». Seule exception : la production de pétrole extracôtier, ou marin, du Canada, dont l'intensité des émissions figure parmi les plus faibles.

Figure 15 – Comparaison de l'intensité des émissions de différents types de pétrole

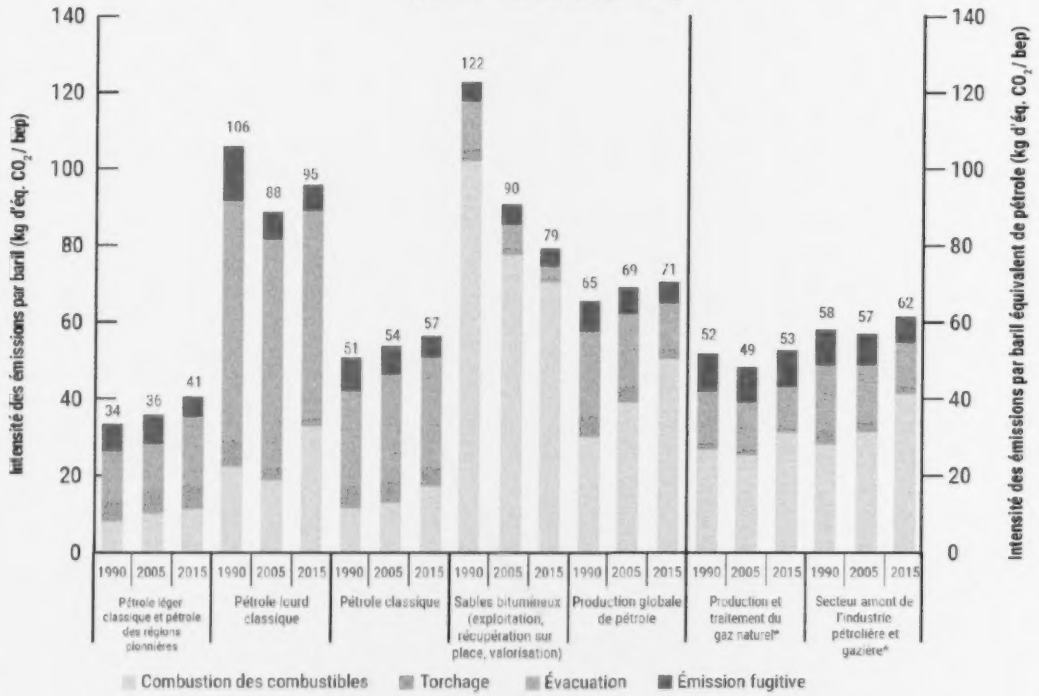


Note : Les noms des produits pétroliers ont été laissés dans leur langue d'origine.

Source : Technologies du développement durable Canada

Comme plusieurs témoins l'ont fait remarquer, il importe de reconnaître que chaque type de pétrole et de gaz a son propre profil d'émission[59]. La Figure 16 montre l'intensité des émissions selon le type de source du pétrole et du gaz canadiens pour les années 1990, 2005 et 2015[60]. En 2015, le baril moyen de pétrole léger classique et de pétrole des régions pionnières est celui qui présentait la plus faible intensité d'émission. Il était suivi du pétrole classique, puis des sables bitumineux et du pétrole lourd classique. Sur le plan de l'intensité des émissions relative, le gaz naturel se situait entre le pétrole léger classique et le pétrole des régions pionnières et le pétrole classique[61].

Figure 16 – Intensité des émissions selon le type de source pour le pétrole et le gaz (1990, 2005 et 2015)



Notes :
L'intensité est basée sur les émissions totales des sous-secteurs et les quantités pertinentes de production. Elle correspond à une moyenne globale, et non aux autres intensités des émissions issues d'installations précises.

*Calculé sur la base d'un baril d'équivalent pétrole (bep). Cet équivalent est obtenu en convertissant les volumes de production de gaz naturel et de pétrole brut en unités énergétiques, puis en divisant le résultat par la teneur énergétique du pétrole brut léger.

1 baril = 0,159 m³

Note : La catégorie *Production globale de pétrole* représente le profil d'émission du baril moyen de pétrole canadien en fonction des niveaux de production et de l'intensité d'émission de chaque type de pétrole produit au cours d'une année donnée. La catégorie *Secteur amont de l'industrie pétrolière et gazière* représente le profil d'émission de la production combinée du pétrole et du gaz canadiens sur une base équivalente.

Source : Environnement et Changement climatique Canada, « Rapport d'inventaire national 1990-2015 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada » [TRADUCTION].

Les profils d'émission à la Figure 16 montrent aussi que les sources des émissions de GES varient selon le type de production de pétrole et de gaz. Par exemple, les émissions de GES découlant de la récupération in situ proviennent principalement de la combustion de carburant, tandis que la majeure partie des émissions de GES des autres types de pétrole sont attribuables au procédé d'évacuation[iii]. Cela s'explique par le fait que, dans le procédé de récupération in situ, du gaz naturel est brûlé pour générer la chaleur nécessaire à la production de vapeur[62]. Le pétrole léger classique et le pétrole des régions pionnières, toutes proportions gardées, produisent plus d'émissions découlant du brûlage à la torche que tout autre type de pétrole[63]. Comme l'expliquait Robert Cadigan, président et directeur général de la Newfoundland and Labrador Oil & Gas Industries Association, le torchage se veut une mesure de sécurité visant à prévenir les opérations dangereuses dans le milieu exigeant sur le plan technique des plates-formes pétrolières, et il serait difficile, en raison des contraintes techniques, de modifier les plates-formes existantes pour réduire le brûlage à la torche[64].

La figure 16 montre une amélioration au chapitre de l'intensité des émissions issues de la production de gaz naturel entre 1990 et 2005, mais ces gains avaient disparu en 2015[65]. Comparativement à tous les types de pétrole canadien, le gaz naturel produit plus d'émissions fugitives, tant en valeur absolue que relative[66].

Enfin, la Figure 16 montre que l'intensité des émissions attribuables à la récupération in situ a grandement diminué au cours de la période visée, soit de 35 % depuis 1990[67]. En revanche, depuis que la production de pétrole in situ a surpassé la production de pétrole classique, en 2010, l'intensité des émissions globales de l'industrie pétrolière canadienne a augmenté[68]. Par exemple, de 1990 à 2015, l'intensité des émissions de l'ensemble de la production pétrolière a augmenté de 9 %. À la lumière des projections de l'ONE, qui prévoit un essor important de la production in situ, l'intensité des émissions du secteur pétrolier canadien en amont continuera de s'accroître à moins que des mesures ne soient prises pour améliorer les résultats au chapitre de l'intensité des émissions issues de la production in situ.

[iii] L'évacuation consiste en la libération contrôlée des gaz, tandis que le torchage correspond au brûlement contrôlé des gaz.

OPTIONS DE POLITIQUES : CE QUE LE COMITE A ENTENDU

Les ressources pétrolières et gazières nationales sont un énorme atout pour le Canada sur le plan économique et stratégique. Représentant une activité industrielle colossale, elles sont pour le pays une source d'emploi, de richesse économique et de prospérité, en particulier dans l'Ouest canadien et dans le Canada atlantique.

Parallèlement, l'extraction et la production du pétrole et du gaz représentent l'une des plus grandes sources d'émissions de GES et de croissance de ces émissions au pays. Selon les estimations de l'AIE, le monde continuera d'avoir besoin de grandes quantités de pétrole et de gaz naturel pendant encore des décennies, mais leur ampleur dépendra des mesures que prendront collectivement les pays pour lutter contre les changements climatiques. Pour le Canada, le défi consiste à ***déterminer la façon d'exploiter et d'optimiser durablement la valeur de ses ressources en pétrole et en gaz naturel tout en respectant ses engagements en matière de réduction des émissions.***

Andrew Leach, professeur agrégé à l'Université de l'Alberta, a expliqué le défi de la façon suivante : «[...] vous faites face à un problème en deux volets. Le premier, c'est comment réduire les émissions de notre secteur pétrolier et gazier, au pays, mais le plus important, c'est comment préparer notre secteur pétrolier et gazier à être concurrentiel et à pouvoir obtenir sa part du marché dans un monde où les émissions de carbone sont limitées[69]».

En général, les témoins avaient bon espoir que le recours aux technologies propres et à une combinaison de politiques souples et strictes permettrait d'améliorer les résultats au chapitre de l'intensité des émissions dans le secteur pétrolier et gazier. Mark Jaccard,

par exemple, a expliqué au comité qu'une taxe sur le carbone de plus en plus sévère accompagnée de règlements à la fois souples et contraignants « encourage[raie]nt la transition de procédés et de combustibles à haute production de carbone à ceux à faible production de carbone[70] ». En revanche, d'autres ont parlé en termes concrets des difficultés auxquelles se heurte l'industrie en vue de réduire les émissions. Par exemple, Robert Cadigan, président et directeur général de la Newfoundland and Labrador Oil & Gas Industries Association, a fait observer que « les émissions ne peuvent être réduites qu'en fonction de ce qui est réalisable sur le plan technique. Même si nous devions dépenser des fortunes pour y arriver, les émissions ne pourraient être réduites que jusqu'à un certain point[71]. »

Dans les faits, du moins dans le cas des projets qui sont déjà en activité, une partie des émissions de GES actuelles est peu susceptible de diminuer. Comme l'expliquait Christopher Ragan, président de la Commission de l'écofiscalité du Canada, la capacité des secteurs à forte intensité d'émissions (comme le secteur pétrolier et gazier) de réduire l'intensité de leurs émissions est limitée, même en présence de signaux politiques musclés comme une tarification du carbone élevée[72].

Pour parvenir à réduire les émissions dans le secteur pétrolier et gazier, le gouvernement fédéral envisage un ensemble de politiques, dont la tarification du carbone et la réglementation des émissions de méthane. D'autres mesures sont présentées comme des approches possibles dans le rapport final du Groupe de travail fédéral-provincial-territorial sur les possibilités d'atténuation spécifiques[73]. Parmi les autres options envisagées, notons l'adoption de règlements et d'incitatifs en vue d'intensifier l'emploi de l'électricité dans le domaine de la transformation industrielle, d'améliorer l'efficacité énergétique, de réduire le recours au torchage, d'accélérer le déploiement du captage et de la séquestration du carbone et de mettre en œuvre des mesures favorisant les percées technologiques.

Globalement, ces outils de politiques visent à réduire les émissions nationales; toutefois, certains témoins ont fait valoir qu'en se limitant à tenter d'atteindre ses seuls objectifs, le Canada risque de manquer des occasions de réduire l'ensemble des émissions à l'échelle planétaire. C'était d'ailleurs le point de vue de David Keane, président et chef de la direction de la BC LNG Alliance, qui a expliqué que le Canada a la possibilité de réduire les émissions mondiales en exportant du GNL vers la Chine et d'autres pays de l'Asie-Pacifique qui dépendent de combustibles à taux plus élevé d'émissions, comme le charbon. À ce sujet, il a déclaré ce qui suit : «L'exportation des abondantes réserves de gaz naturel du Canada sous forme de GNL vers des pays qui cherchent à réduire leur dépendance au charbon comme source d'énergie constitue l'effort le plus important de diminution des émissions de gaz à effet de serre mondiales que peut déployer le Canada[74]».

Les exportations de GNL canadien se traduiraient-elles par une réduction importante des émissions à l'échelle mondiale? Dans ce cas, l'exportation de GNL canadien pour remplacer les combustibles fossiles à taux élevé d'émissions dans d'autres pays devrait-elle s'inscrire dans la stratégie nationale de réduction des émissions?

A) La tarification du carbone

Élément central du Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques, la tarification du carbone marque l'entrée du gouvernement fédéral dans un nouveau territoire fiscal. D'ici 2018, un nouveau prix de référence national pour le carbone de 10 $ la tonne d'équivalent de dioxyde de carbone (t/d'éq. CO_2) sera appliqué à l'ensemble des provinces et territoires. Ce prix augmentera de 10 $ chaque année jusqu'en 2022, où il atteindra 50 $/t d'éq. CO_2[75].

Comme l'indique le Cadre, chaque province ou territoire peut choisir entre une taxe sur le carbone, un régime hybride conjuguant une taxe sur le carbone et un régime de tarification fondé sur le rendement ou un programme d'échange de quotas d'émissions (plafonnement et échange). Une description des options en matière de tarification du carbone est disponible plus loin. Si une province ou un territoire ne met pas en œuvre un régime de tarification du carbone qui respecte la norme du gouvernement fédéral, ce dernier mettra en place, en guise de filet de sécurité, une taxe fédérale sur le carbone qu'il appliquera aux combustibles fossiles ainsi qu'un régime de tarification fondé sur le rendement destiné aux grands émetteurs industriels de la province ou du territoire concerné (voir la section « Options de tarification du carbone » plus loin)[76] Les recettes seront retournées à la province ou au territoire où elles ont été perçues[iv].

> « *... certains témoins ont fait valoir qu'en se limitant à tenter d'atteindre ses seuls objectifs, le Canada risque de manquer des occasions de réduire l'ensemble des émissions à l'échelle planétaire.* »

Dans le cadre du filet de sécurité, les grands émetteurs industriels paieront une taxe sur le carbone si leurs émissions dépassent un certain seuil, tandis que les installations efficaces pourraient ne payer aucune taxe, voire recevoir des crédits d'émission. Selon le gouvernement fédéral, le régime de tarification fondé sur le rendement devrait créer un incitatif tarifaire pour la réduction

> *des émissions de gaz à effet de serre des installations industrielles, tout en limitant les répercussions de la tarification du carbone sur la compétitivité internationale, notamment sur la capacité de ces installations à concurrencer des entreprises similaires dans les pays n'ayant pas mis en place une tarification du carbone. Ainsi, cette approche réduit au minimum le risque que les entreprises délaissent le Canada pour se tourner vers des pays n'ayant pas une telle tarification*[77].

[iv] La taxe sur le carbone relevant du filet de sécurité du gouvernement fédéral entrera en vigueur en 2018; le régime de tarification fondé sur le rendement n'entrera en vigueur que le 1er janvier 2019.

Le 15 janvier 2018, le gouvernement du Canada a publié, afin de recevoir les commentaires du public, des propositions législatives préliminaires sur le système fédéral de tarification du carbone proposé[81]. Le filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone prévoit le seuil minimum à partir duquel les provinces et les territoires doivent concevoir et mettre en œuvre leur système de tarification du carbone. Le filet de sécurité servira aussi de complément ou d'« ajout » aux systèmes qui ne satisfont pas pleinement au modèle national[82]. Les provinces et les territoires ont jusqu'au 1er septembre 2018 pour établir comment ils entendent faire en sorte que leur régime de tarification du carbone respecte le modèle fédéral[83]. Le gouvernement fédéral a indiqué qu'il poursuivra le dialogue avec les gouvernements des provinces et des territoires, les peuples autochtones et les autres parties concernées au sujet de la conception du mécanisme fédéral de tarification du carbone, au cours de l'hiver et du printemps 2018[84].

Options de tarification du carbone

Taxe sur le carbone : une taxe sur le carbone imposée par le gouvernement, habituellement mise en œuvre au moyen d'une taxe sur les combustibles fossiles; toutefois, elle peut être conçue de manière à s'appliquer aux émissions sans combustion telles que les émissions provenant des évacuations industrielles ou les émissions liées à des procédés fixes[78].

Plafonnement et échange : une méthode de contrôle des émissions de carbone où un gouvernement plafonne le total permis d'émissions de carbone dans les secteurs réglementés (habituellement les grands émetteurs) et qui consiste à vendre ou à donner des droits d'émission de carbone à des entreprises (grandes émettrices) équivalant au plafond fixé. Les entreprises qui réussissent à réduire leurs émissions peuvent vendre leurs droits (aussi appelés « crédits » ou « quotas » d'émission de carbone) inutilisés à d'autres entreprises dont les émissions excèdent le taux permis. La valeur des droits varie en fonction du marché. Au fil du temps, les gouvernements resserrent les règles en abaissant le plafonnement global[79].

Taxe sur le carbone et régime de tarification fondé sur le rendement : un régime de tarification du carbone qui conjugue une taxe sur le carbone à une norme de rendement élevée destinée aux grands émetteurs. On appelle parfois cette norme « système d'allocations fondées sur la production » ou « système d'émissions basé sur le rendement ». Ainsi, on établit une norme de rendement élevée destinée aux grands émetteurs en fonction de l'intensité de leurs émissions, par exemple le volume de CO_2 par tonne d'acier. Chaque entreprise émettrice réglementée reçoit des crédits d'émission sans frais qui correspondent à ce qu'aurait dû être l'intensité de ses émissions si elle avait respecté la norme. Toute émission pour laquelle une entreprise n'aura pas les crédits nécessaires entraînera pour celle-ci un passif lié au carbone; c'est ce qui se passera si l'intensité de ses émissions dépasse la norme. Dans un tel cas, l'entreprise devra payer la taxe sur le carbone sur les émissions excédentaires ou acheter les crédits nécessaires pour combler l'écart. Si l'intensité de ses émissions est inférieure à la norme, l'entreprise reçoit alors des crédits de rendement qu'elle peut ensuite revendre. Les gouvernements peuvent resserrer les règles en fixant des limites plus élevées[80].

Plusieurs provinces, dont certaines produisent du pétrole et du gaz, ont déjà mis en place des régimes de tarification du carbone ou ont annoncé la mise en place d'un tel régime. Par exemple, l'Alberta a instauré en 2017 une taxe générale sur le carbone visant les combustibles fossiles qui s'élèvent maintenant à 30 $ la tonne. En outre, la province a remplacé son *Specific Gas Emitters Regulations* qui s'appliquait aux grands émetteurs industriels par le *Carbon Competitiveness Incentive Regulation*, un régime d'allocations fondées sur le rendement qui est entré en vigueur le 1er janvier 2018 (voir l'encadré pour une description des options de tarification du carbone).

En mai 2017, les membres du comité ont participé à un forum public à l'Université Dalhousie à Halifax en Nouvelle-Écosse. Étudiants, membres du corps professoral et de la communauté étaient invités à venir discuter avec les sénateurs de leur étude sur la transition vers une économie à faibles émissions de carbone.

La Colombie-Britannique, qui applique une taxe sur le carbone de 30 $ la tonne pour les combustibles fossiles, a proposé d'augmenter la taxe de 5 $ la tonne par année dès le 1er avril 2018 jusqu'à ce qu'elle atteigne 50 $ la tonne, en 2021. Le Québec et l'Ontario ont adhéré en 2013 et en 2017, respectivement, au régime de plafonnement et d'échange Western Climate Initiative, avec la Californie. Le Manitoba a annoncé la mise en place d'une taxe de 25 $ sur les émissions de carbone des combustibles et du gaz naturel à compter de 2018. De plus, la province instaurera un régime de tarification du carbone fondé sur le rendement au cours de 2019[85]. Enfin, la Nouvelle-Écosse a présenté un projet de loi pour mettre en œuvre un régime de plafonnement et d'échange en septembre 2017. Au moment d'écrire ces lignes, les plans de tarification du carbone des autres

provinces et territoires n'avaient pas encore été officialisés ou annoncés.

Du point de vue de l'efficience économique, Jennifer Winter, de l'Université de Calgary, a expliqué que les économistes privilégient la tarification du carbone parce qu'elle permet, en théorie, « d'obtenir le maximum d'avantages à un coût [économique][86] ». Trevor McLeod, directeur du Centre de politique sur les ressources naturelles à la Canada West Foundation, a exprimé un avis similaire à celui de M^me^ Winter, déclarant que « [a]u sein de la fondation, nous estimons qu'il est plus logique de laisser jouer les forces du marché et qu'une taxe sur le carbone est la façon la plus efficiente de réduire nos émissions de gaz à effet de serre[87] ».

Les avis différaient parmi les témoins concernant la conception et la mise en œuvre des programmes de tarification du carbone; toutefois, ils s'entendaient généralement pour dire que la tarification du carbone doit être au cœur de toute approche de réduction globale des émissions de GES du Canada et du secteur en amont de l'industrie pétrolière et gazière. Benjamin Dachis, directeur associé de la recherche à l'Institut C.D. Howe, a recommandé une « tarification transparente du carbone comme principal mécanisme pour réduire les émissions[88] ». Il a aussi fait observer que « [l]a principale chose à vous rappeler dans votre étude, c'est que la chose la plus importante que peut faire un gouvernement pour passer à une économie à faibles émissions de carbone, c'est de mettre en place une tarification du carbone[89] ».

M. Dachis a fait observer que les politiques de tarification du carbone qui tiennent compte du coût social des dommages engendrés par la pollution stimuleront la demande de technologies propres dans l'ensemble de l'économie. Selon lui, sans une tarification qui tient compte des coûts sociaux de ce type de dommages, « les nouvelles technologies à faibles émissions de carbone ne se généraliseront tout bonnement par sur le marché. Il faut qu'il y ait une demande de technologie à faibles émissions [parce qu'il] ne suffira pas de subventionner l'offre de telles technologies pour les faire adopter[90]. »

« *Les avis différaient parmi les témoins concernant la conception et la mise en œuvre des programmes de tarification du carbone; toutefois, ils s'entendaient généralement pour dire que la tarification du carbone doit être au cœur de toute approche de réduction globale des émissions de GES du Canada et du secteur en amont de l'industrie pétrolière et gazière.* »

Par ailleurs, Richard Sendall, président de la In Situ Oil Sands Alliance, a expliqué que dans son industrie, le prix du carbone en Alberta ajoute un « élan supplémentaire tout au long de la chaîne d'efficience et encourage la mise au point de nouveaux procédés pour l'extraction efficiente de la ressource; rien que ce signal au niveau des prix nous a motivés [à] être plus efficients et plus ren-tables dans la conduite de nos affaires[91] ».

La tarification du carbone aide à créer des conditions équitables entre les sources d'énergie de remplacement et les différents types de pétrole. Selon Aad van Bohemen, de l'Agence internationale de l'énergie, il faudrait non seulement réglementer l'incidence environnementale de la production pétrolière et gazière, mais aussi parvenir à

uniformiser les règles du jeu pour les combustibles fossiles :

> *[...] les incidences devraient être tarifées afin qu'il soit possible d'établir des règles du jeu équitables pour tous pour ce qui est des combustibles fossiles selon leur incidence environnementale. Ces règles nous permettent de décider quels combustibles fossiles nous produirons avec les incidences les plus faibles sur l'environnement [...] [S]i nous regardons les projections générales, le monde a encore besoin de beaucoup de pétrole, de charbon et de gaz [...] Il faudrait déployer des efforts pour produire ces combustibles fossiles en atténuant le plus possible les incidences sur l'environnement*[92].

D'un autre côté, de l'avis de Mark Jaccard, professeur à l'Université Simon Fraser, si la tarification du carbone est peut-être, en théorie du moins, le moyen le plus efficient sur le plan économique de réduire les émissions, les résultats pourraient toutefois laisser à désirer dans les faits[93]. En outre, il a souligné que les gouvernements ont la liberté de choisir leur approche stratégique de réduction des GES et que, abstraction faite des arguments sur l'efficience, il existe d'autres instruments de politiques climatiques qui permettraient d'atteindre les mêmes résultats :

> *N'importe quelle économie peut arriver à des émissions de carbone presque nulles au moyen de la réglementation seule ou au moyen de la tarification du carbone seule. Les gouvernements doivent décider d'une politique ou d'une combinaison de politiques en fonction des critères standards qu'ils utilisent pour l'évaluation des politiques, surtout celui de l'efficience économique par rapport à celui de l'acceptabilité politique, parce que le choix de politiques réellement efficaces est politiquement très difficile, et le sera toujours*[94].

Risques sur le plan de la compétitivité

De nombreux témoins, tout en reconnaissant l'efficacité de la tarification du carbone pour réduire les émissions, disent néanmoins craindre que cet outil n'entraîne des risques sur le plan de la compétitivité des industries tributaires du commerce et à forte intensité d'émissions comme le secteur pétrolier et gazier. S'exprimant au nom de ses membres, Mark Salkeld, de la Petroleum Services Association of Canada, a expliqué ce qui suit :

> *[...] nous savons que nous avons besoin d'une solide réglementation. Nous savons qu'il faut des mesures incitatives pour un avenir plus propre. Cela ne fait aucun doute. Nos membres ne sont pas des dinosaures. Ils savent qu'il faut aller dans cette direction. Pour ce qui est de l'introduction d'une taxe sur le carbone et des principes économiques fondamentaux visant à inciter une industrie à changer ses pratiques, je ne crois pas qu'on le fasse trop vite. Pour ce qui est de nos membres, ils sont au courant de ce qui se passe et ils travaillent en ce sens. Ils savent que c'est pour bientôt. Ils savent que nous en avons besoin*[95].

Cela étant dit, M. Salkeld a prévenu que l'objectif des politiques de tarification du carbone ne devrait pas être de « chasser les

entreprises. Nous voulons donner, du moins aux entreprises qui sont ouvertes à cette idée, l'occasion de procéder à la transition[96]. »

Les questions concernant la compétitivité se posent lorsque le prix du carbone diffère d'une juridiction à l'autre. Chris Ragan, président de la Commission de l'écofiscalité du Canada, a défini le concept ainsi : «Nous devons définir dans quelle mesure la tarification du carbone dans un certain secteur géographique place nos entreprises dans une position concurrentielle désavantageuse par rapport à ses concurrents qui exercent leurs activités dans un autre territoire où s'applique une tarification différente[97]».

Eddy Isaacs, membre du Comité consultatif scientifique du Conseil des académies canadiennes, a expliqué qu'en l'absence d'exigences uniformes relativement aux émissions de carbone, on risque surtout d'être incapable d'attirer les investisseurs dans le secteur pétrolier et gazier en raison d'une hausse des coûts du carbone[98].

« *Les questions concernant la compétitivité se posent lorsque le prix du carbone diffère d'une juridiction à l'autre.* »

Un autre risque, selon certains témoins, tient au fait que les sociétés canadiennes à forte intensité d'émissions qui doivent composer avec une augmentation des coûts du carbone, comme celles du secteur pétrolier et gazier, pourraient décider de quitter le Canada pour s'installer dans un pays où le carbone coûte moins cher ou n'est pas tarifé. Selon Benjamin Dachis, l'Institut C.D. Howe a constaté qu'environ 90 % des entreprises qui ont décidé de quitter le Canada en raison du coût plus élevé du carbone se sont établies aux États-Unis[99]. Si la stratégie du Canada pour réduire ses émissions de GES n'a pour seul effet que d'inciter les entreprises qui les produisent à quitter le pays pour aller les générer ailleurs, cela n'aidera en rien le pays ou le climat. Dans un tel cas, les émissions de GES se maintiendraient et le Canada y perdrait en productivité et se priverait d'emplois[100]. Le comité remarque que, selon l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), les taxes environnementales du Canada sont parmi les plus faibles des États membres de l'OCDE[101].

Plusieurs témoins ont fait valoir que les gouvernements devraient concevoir leurs régimes de tarification du carbone de manière à protéger l'industrie, étant donné que la tarification du carbone soumet la compétitivité du secteur pétrolier et gazier à une pression accrue à l'échelle internationale. David Keane, de la BC LNG Alliance, notamment, a expliqué que si les entreprises de GNL ne s'opposent pas à une taxe sur le carbone, elles croient toutefois qu'il conviendrait de prévoir des mesures compensatoires ou des opérations de contrepartie afin de les protéger de la concurrence des exportateurs de GNL qui ne sont pas assujettis aux mêmes politiques strictes sur le carbone[102]. Dans le même ordre d'idées, Terry Abel, vice-président exécutif de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, a souligné que d'autres pays où

une tarification du carbone est en vigueur protègent leurs industries tributaires du commerce et à forte intensité d'émissions, et que le Canada devrait suivre cette voie. Il a d'ailleurs indiqué ce qui suit :

> *De nombreuses administrations un peu partout dans le monde qui ont adopté des politiques sur le carbone, notamment la Californie en particulier et l'Union européenne, ont déjà des politiques qui protègent les industries tributaires du commerce produisant beaucoup d'émissions. Dans le cas du secteur des hydrocarbures, la Californie protège essentiellement toute cette industrie de ses politiques sur le carbone, et l'Union européenne, en moyenne, offre une protection de l'ordre de quelque 90 [%][103].*

Le gouvernement devrait-il instaurer des mesures stratégiques visant à protéger le secteur pétrolier et gazier des risques sur le plan de la compétitivité qui sont associés à la tarification du carbone? Comment le Canada peut-il concevoir des programmes incitant les industries du secteur pétrolier et gazier à réduire leurs émissions tout en les protégeant de la concurrence de pays ayant peu ou pas d'exigences relativement aux émissions de carbone? Comment devrait-on gérer la rigueur des mesures de réduction des émissions au fil du temps? Le fait de soutenir stratégiquement une industrie aux dépens d'un autre secteur économique soulève-t-il des questions de justice et d'équité?

Le Canada s'est engagé à éliminer progressivement et à rationaliser les subventions aux combustibles fossiles qu'il juge inefficaces. Il a annoncé cet engagement une première fois en septembre 2009, lors du Sommet du G20, à Pittsburgh, puis en juin 2016, à l'occasion du Sommet des leaders nord-américains où le Canada, les

À St. John's, terre-Neuve-et-Labrador, le Comité sénatorial de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles a rencontré des membres et du personnel de la Chambre de commerce de St.John's où certaines préoccupations face à la compétitivité des industries représentées ont été soulevées.

États-Unis et le Mexique se sont engagés à éliminer progressivement les subventions inefficaces aux combustibles fossiles d'ici 2025[104]. Julie Gelfand, commissaire à l'environnement et au développement durable au Bureau du vérificateur général du Canada, a déclaré au comité que le gouvernement fédéral ne connaît pas encore l'étendue des mesures non fiscales qui pouvaient être des subventions inefficaces aux combustibles fossiles et que « le ministère des Finances n'avait pas défini de plan de mise en œuvre assorti d'échéances pour éliminer progressivement et rationaliser les mesures fiscales qui constituent des subventions inefficaces aux combustibles fossiles[105] ». Le comité aimerait savoir dans quelle mesure ces subventions auraient aidé le secteur pétrolier et gazier et si ces subventions nuisent aux efforts de réduction des émissions.

Les gouvernements pourraient envisager d'imposer des droits de douane rattachés au carbone aux marchandises importées afin de niveler la tarification du carbone entre les pays. Selon Mark Jaccard, de l'Université Simon Fraser, le Canada doit se doter de droits à l'importation associés au climat, que certains pays commencent déjà à imposer à de faibles taux[106]. Jennifer Winter, de l'Université de Calgary, était du même avis, indiquant que « si on veut mettre en place un marché égalitaire, en imposant des taxes sur les importations selon l'intensité des émissions de gaz carbonique des entreprises, cela pourrait peut-être fonctionner[107] ». Elle a toutefois prévenu qu'une taxe sur les importations aurait des répercussions sur les consommateurs canadiens et que « [l]es entreprises qui exportent au Canada ne seront pas nécessairement touchées, alors vous avez l'option de protéger les producteurs canadiens, à l'instar de ce qui se fait pour les entreprises étrangères, en faisant assumer les coûts aux consommateurs canadiens[108] ».

Soutien pour les industries visées par la tarification du carbone

Selon Chris Ragan, président de la Commission de l'écofiscalité du Canada, il est possible d'atténuer les craintes concernant la compétitivité en assortissant la tarification du carbone de mesures de soutien, qu'il s'agisse d'exemptions ou de l'octroi sans frais de droits d'émission, qui devraient être *ciblées, transparentes et temporaires* :

> Ces mesures devraient cibler les secteurs qui en ont besoin, c'est-à-dire en réalité les industries productrices de grandes quantités d'émissions et exposées à la concurrence [...]
>
> Ces mesures devraient être transparentes [...] nous vous recommandons d'expliquer au peuple pourquoi vous offrez ces [subventions] aux industries productrices de grandes quantités d'émissions [...]
>
> [Elles] devraient être temporaires. Si [...] notre prix du carbone est plus élevé [que dans les autres territoires], il nous faut mettre en place ces politiques. Mais s'ils nous rattrapent, on peut abandonner ces politiques, et c'est pourquoi elles devraient être temporaires[109].

Le gouvernement fédéral devrait-il envisager d'imposer des droits sur les marchandises importées ayant un contenu carbonique élevé et provenant d'endroits où il y a peu ou pas d'exigences en matière de réduction des émissions?

Recyclage des recettes et mesures complémentaires

Le comité a enten-du plusieurs sug-gestions quant aux utilisations pos-sibles des recettes tirées de la tarifi-cation du carbone :

- Réduire l'impôt des sociétés et des particu-liers[110]. Selon Chris Ragan, de la Commission de l'écofiscalité du Canada, une telle mesure aurait pour effet de stimuler la croissance économique.
- Financer les technologies propres novatrices pour mettre au point et utiliser des solutions sobres en carbone[111].
- Fournir une aide de transition aux industries tributaires du commerce et à forte intensité d'émissions, comme l'industrie pétrolière et gazière, jusqu'à ce que nos partenaires commerciaux aient adopté des régimes de tarification du carbone similaires[112].
- Venir en aide aux ménages à faible revenu qui pourraient être touchés par la tarification du carbone[113].
- Investir dans les priorités de l'État comme les projets d'infrastructure ou la réduction de la dette publique[114].

B) Mesures de réglementation

La réglementation est une autre façon d'atteindre les objectifs de réduction des émissions. On peut s'en servir pour compléter les programmes de tarification du carbone, notamment lorsque l'application de la tarification du carbone se révèle inefficace ou irréalisable. Par exemple, il est difficile de tarifer le carbone des émissions de méthane, car ces émissions ne sont pas faciles à quantifier du fait qu'elles proviennent de la ventilation normale de ce gaz et de fuites d'équipement accidentelles[115].

Mark Jaccard a caractérisé la réglementation comme étant soit prescriptive, lorsqu'elle précise une mesure contraignante (p. ex. une technologie, une substance ou un procédé permis ou proscrit), soit souple, lorsqu'elle établit un cadre axé sur les résultats dans lequel l'entité réglementée peut choisir l'approche qui lui convient le mieux pour atteindre les résultats voulus[116].

Selon les explications de M. Jaccard, si les gouvernements peuvent, en théorie, respecter leurs objectifs de réduction des émissions par la seule tarification du carbone (jusqu'à 300 $ par tonne d'éq. CO_2, comme il en a été question précédemment), il s'avérerait difficile d'obtenir et de conserver l'appui de la population en raison de l'augmentation du coût des combustibles fossiles qui s'ensuivrait[117]. Il a fait observer que les récentes politiques climatiques du gouvernement fédéral, comme le projet de réglementation sur le méthane, sont conformes à l'approche réglementaire à l'égard de la réduction des émissions[118]. Eric Meslin, du Conseil des académies canadiennes, partageait l'avis de M. Jaccard à l'égard de l'appui de la population aux politiques climatiques, indiquant qu'« il doit y avoir un équilibre entre souple et strict. Nous ne pouvons pas vous dire quel est le bon équilibre; c'est une décision politique [et] il y a certainement des attentes de la part du public, ainsi que des attitudes publiques [...] [C']est un défi [...] difficile à cadrer[119]. »

Selon M. Jaccard, si le Canada décide d'adopter une approche réglementaire souple – et non pas simplement la tarifi-

cation du carbone – consistant, d'une part, à faire monter graduellement le prix du carbone qui atteindrait 40 $ environ en 2030 et, d'autre part, à mettre en œuvre un ensemble de règlements souples comme ceux dont il a été question précédemment, il pourrait parvenir à réduire de 60 à 80 % ses émissions de GES d'ici 2050[120].

Comportant deux règlements souples dignes de mention pour le secteur pétrolier et gazier (outre la tarification du carbone), le *Climate Leadership Plan* de l'Alberta est un exemple de la forme que pourrait prendre une réglementation souple. Le premier règlement consiste en une limite fixée par la loi d'un maximum de 100 Mt d'éq. CO_2 par année, applicable à l'ensemble du secteur pétrolier et gazier, laissant ainsi une marge de manœuvre de quelque 30 Mt d'éq. CO_2 pour la croissance future des émissions provenant des sables bitumineux. Le second règlement consiste en un engagement de réduire de 45 % d'ici 2025 les émissions de méthane provenant de l'activité pétrolière et gazière, notamment grâce à de nouvelles normes en matière de conception relativement aux émissions pour les nouvelles installations.

La réglementation des quotas quotidiens et annuels de la quantité d'hydrocarbures que peuvent brûler à la torche les installations extracôtières, par l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, est un autre exemple de réglementation des émissions de GES dans l'industrie. Robert Cadigan, de la Newfoundland and Labrador Oil & Gas Industries Association, a expliqué que l'Office a commencé à réduire graduellement ces quotas depuis 2006, pour les maintenir au niveau le plus bas[121].

Terry Abel, vice-président exécutif de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, a déclaré que les politiques et la réglementation en vigueur au Canada ont poussé l'industrie pétrolière et gazière à innover et à investir dans les technologies propres, expliquant qu'en raison « [...] des politiques environnementales rigoureuses, notre industrie au Canada n'a cessé de faire reculer les limites d'une technologie rentable, écologiquement responsable et produisant moins d'émissions[122] ».

Steve MacDonald, chef de la direction de l'organisme Emissions Reduction Alberta, a posé la question suivante : si le Canada veut créer un environnement propice à la prise de risques et à l'expérimentation, devrait-il appliquer le même cadre réglementaire à un projet de prototype qu'à un projet de nouvelles raffineries ou d'extraction? Selon lui, le gouvernement devrait créer des « cases réglementaires où nous rangerons certaines des règles relatives à des normes plus élevées applicables à une opération à grande échelle afin de permettre aux essais d'avoir lieu[123] ».

Enfin, Timothy Egan, président et chef de la direction de l'Association canadienne du gaz, a commenté la « lourdeur » du processus de réglementation relativement à l'élaboration de nouveaux projets pétroliers et gaziers[124]. Il a prévenu que « [t]ous ceux qui songent à investir dans des projets d'extraction au pays vont étudier les autres possibilités offertes dans les marchés du monde », et que le Canada risque de perdre du terrain sur le plan du développement extractif si les investisseurs jugent le système de réglementation du pays trop lourd et complexe[125].

Comment peut-on établir un juste équilibre entre la nécessité d'une réglementation stricte de réduction des émissions et le maintien d'un environnement concurrentiel susceptible d'attirer les investisseurs? Le gouvernement fédéral devrait-il s'en remettre aux mesures de réglementation au lieu de la tarification du carbone pour réduire les émissions dans l'avenir?

Aad van Bohemen, de l'AIE, a dit au comité que, afin d'éviter de pérenniser des infrastructures à forte intensité d'émissions d'une grande longévité, les décisions touchant les politiques et les investissements devaient être prises en tenant compte d'une réduction de 80 % des émissions d'ici 2050[126]. Cela dit, selon les estimations, la récupération in situ des sables bitumineux, un processus d'extraction qui génère un taux relativement élevé d'émissions, devrait devenir le principal secteur de croissance dans l'industrie pétrolière canadienne. Comme il en est question plus loin dans la partie du présent rapport qui porte sur les options technologiques, certaines solutions technologiques prometteuses pourraient atténuer considérablement l'intensité des émissions de la production in situ, possiblement de pas moins de 80 % des émissions actuelles. Bien que l'application de ces technologies dans le contexte des activités in situ existantes ait ses limites, il pourrait devenir possible d'intégrer ces technologies dans des projets ultérieurs. *La réglementation axée sur le rendement prévoyant une réduction de l'intensité des émissions allant jusqu'à 80 % dans le cas des nouveaux projets d'exploitation in situ pourrait-elle avoir pour effet de stimuler le déploiement de ce type de technologies?*

C) Règlement fédéral sur le méthane visant le secteur pétrolier et gazier

Le gouvernement fédéral s'est engagé à réduire, d'ici 2025, les émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier de 40 à 45 % par rapport aux niveaux de 2012, au moyen de mesures de réglementation. Le potentiel de forçage radiatif du méthane est plus élevé que celui du

dioxyde de carbone. Par exemple, il est 25 fois plus puissant que le dioxyde de carbone pour emprisonner la chaleur dans l'atmosphère sur une période de 100 ans[127]. En conséquence, la réduction des émissions de méthane pourrait s'avérer être une stratégie efficace de lutte contre les changements climatiques.

Dans ce contexte, le gouvernement fédéral a publié, en mai 2017, un document d'information technique dans lequel il décrit son projet de règlement axé sur les résultats qui visera les installations pétrolières et gazières responsables de l'extraction, de la production, du traitement et du transport du pétrole brut et du gaz naturel, y compris les pipelines. Les exigences réglementaires seraient appliquées graduellement; les premières entreraient en vigueur en 2020 et les autres, en 2023. Selon le règlement, les installations pétrolières et gazières seraient tenues d'adopter un certain nombre de mesures, notamment :

- mettre en œuvre des programmes de détection et de réparation des fuites;
- conserver ou détruire les gaz (au lieu de les évacuer), dans tous les puits par fracturation hydraulique;
- procéder, dans les installations pétrolières et gazières en amont, au captage du gaz pour qu'il soit utilisé sur place, réinjecté dans le sol, envoyé à un pipeline marchand ou acheminé vers une torche[128].

Il convient également de noter que le gouvernement fédéral s'est engagé à conclure des ententes d'équivalence avec les provinces et territoires pour leur permettre d'adopter des approches qui leur sont propres au lieu de la réglementation fédérale. L'Alberta et la Colombie-Britannique ont déjà mis en place des règlements sur l'évacuation du méthane.

Selon les observations de M. Abel de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, si le Canada et les États-Unis ont le même objectif de réduction du méthane, le Canada affiche déjà un très bon rendement au chapitre de la réduction du méthane, à plus forte raison lorsqu'on le compare aux États-Unis[129]. La position du Canada, comparativement à celle des États-Unis, ne pourra que s'améliorer étant donné que ces derniers devraient prochainement abolir ou modifier en profondeur leurs engagements en matière de réduction des émissions de méthane. En effet, bien que les deux pays aient annoncé conjointement leur engagement à réduire leurs émissions de méthane de 40 à 45 % lors d'une visite d'État officielle du premier ministre à Washington en mars 2016[130], les États-Unis ont depuis proposé de suspendre temporairement ou de retarder certaines dispositions prévues dans la règle publiée en novembre 2016 visant à réduire les émissions de méthane issues des activités pétrolières et gazières sur les terres fédérales[131].

> *« Le gouvernement fédéral s'est engagé à réduire, d'ici 2025, les émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier de 40 à 45 % par rapport aux niveaux de 2012 au moyen de mesures de réglementation. »*

Selon les estimations du gouvernement fédéral, les coûts de conformité du règlement sur le méthane proposé, déduction faite de la récupération du gaz naturel, totaliseront 1,7 milliard de dollars sur 18 ans[132]. Questionné au sujet des répercussions, sur le Canada, de l'assouplissement proposé aux règles gouvernant l'évacuation du méthane aux États-Unis, John Moffet, sous-ministre adjoint délégué intérimaire à Environnement et Changement climatique Canada, a expliqué que les répercussions seraient atténuées par le fait que ce sont les États qui régissent l'évacuation des émissions aux États-Unis et que « de nombreux États ont déjà déclaré qu'ils continueront à maintenir des exigences concernant le méthane[133] ».

OPTIONS TECHNOLOGIQUES : CE QUE LE COMITE A ENTENDU

L'histoire de l'industrie pétrolière et gazière du Canada tient à l'application de technologies pour donner de la valeur à nos ressources. John Zhou a décrit les sables bitumineux de l'Alberta comme du « pétrole technologique », ajoutant que :

> *[l]es sables bitumineux et le bitume constituent du pétrole technologique. Il y a 20 ou 30 ans, cette ressource était là, mais elle était inexploitable. C'est en fait la technologie qui nous a permis de produire un bitume ayant une valeur marchande*[134].

De plus, le comité a appris que l'avenir du pétrole canadien tient à l'innovation. La nécessité commerciale pour les producteurs de pétrole et de gaz de réaliser des gains d'efficience permet d'arrimer l'objectif de réduire les coûts à celui de réduire l'intensité des émissions[135]. M. Zhou a expliqué au comité que « [l]'innovation est la clé d'une transition réussie. Le secteur canadien du pétrole et du gaz fait actuellement une transition afin de demeurer compétitif aussi bien sur le plan des coûts que sur celui des émissions de carbone[136]. »

Leah Lawrence, présidente et directrice générale de Technologies du développement durable Canada, a dit au comité que l'un des grands objectifs, à l'heure actuelle, quant aux efforts d'innovation dans le secteur des sables bitumineux, est de réduire l'intensité des émissions dans l'ensemble du cycle de vie du pétrole extrait du bitume, « du puits au réservoir », pour la ramener à celle des pétroles plus légers, comme le pétrole léger classique produit au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador[137]. Elle a expliqué que, du puits à la roue, les émissions pétrolières et gazières en amont représentent 11 % environ du total des GES associés au baril de pétrole moyen; il s'agit des émissions dont il est question dans le présent rapport et pour lesquelles des options technologiques sont présentées ci-dessous.

Eric Meslin, président-directeur général du Conseil des académies canadiennes, a fait observer que « les possibilités de réduction des émissions de GES [des sables bitumineux] se situent principalement dans les opérations in situ ». Dans le même ordre d'idées, Qi Liu, directeur scientifique de l'Institute for Oil Sands Innovation, a expliqué qu'il serait possible d'améliorer la technologie actuellement utilisée pour réduire les émissions issues de la production de sables bitumineux et qu'« [i]l y a une meilleure façon de le faire tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre. Nous n'y sommes tout simplement pas encore. C'est la raison pour laquelle le jeu en vaut la chandelle[138]. »

Le comité a entendu parler d'un grand nombre de technologies prometteuses susceptibles de réduire l'intensité des émissions de GES associées au pétrole et au gaz

canadiens, et probablement aussi de réduire les coûts. Par exemple, Eddy Isaacs, du Conseil des académies canadiennes, était d'avis que l'application de technologies écoénergétiques prêtes à l'usage commercial – comme la cogénération de chaleur et d'électricité – pourrait mener à court terme à une réduction de l'intensité des émissions de l'ordre de 20 à 30 % environ[139].

En gardant à l'esprit cette possible amélioration – et comme l'illustre la Figure 16 à la page 43, qui montre que chaque baril de pétrole récupéré in situ produit actuellement, en moyenne, 79 kg d'éq. CO_2 –, si l'on parvient à réduire de 20 à 30 % l'intensité des émissions produites in situ, on parlerait alors de 55 à 63 kg d'éq. CO_2 par baril. Cela correspond à l'intensité d'émissions de 2015 du baril moyen de pétrole classique.

Étant donné l'ampleur du défi posé par l'intensité des émissions, il faudrait aussi favoriser l'accélération des percées des technologies transformatrices. De l'avis de Steve MacDonald, de l'organisme Emissions Reduction Alberta, « répondre à la demande énergétique croissante du monde tout en réduisant les émissions de GES exige des technologies transformatrices. Des améliorations incrémentielles nous permettant de mieux faire la même chose sont essentielles, mais, à elles seules, elles ne nous mèneront pas à bon port[140] ».

Le gouvernement fédéral devrait-il accorder la priorité à l'avancement des technologies prêtes à l'usage commercial aux dépens de la recherche et développement visant à faire des percées technologiques?

Soheil Asgarpour, président de la Petroleum Technology Alliance of Canada, a présenté la vision de son organisation au sujet de quatre filières technologiques pour assurer la transition du secteur pétrolier et gazier vers une économie sans carbone :

> *Pour assurer la transition du secteur des hydrocarbures vers une économie sans émissions d'ici 2050, je songe aux filières principales suivantes. La première, jusqu'en 2020, concerne les technologies écoefficaces et la captation du carbone, associées à la récupération du pétrole assisté par le CO_2, à la récupération améliorée du gaz, à la valorisation partielle du bitume, à l'hydroélectricité au fil de l'eau, aux panneaux solaires et à la technologie d'énergie solaire pour remplacer la pneumatique au gaz.*
>
> *La deuxième est la production de bitume avec des émissions faibles grâce à l'intelligence artificielle et à la photonique, à l'utilisation in situ de solvants dans de petites unités de conversion de l'état gazeux à l'état liquide et la conversion du CO_2 en méthanol et en méthane.*
>
> *La troisième période, au plus tard en 2040, concerne la réduction à zéro des émissions du bitume au moyen de la technologie nucléaire de nouvelle génération et de l'application de la génomique et de la nanotechnologie.*
>
> *Enfin, la période qui s'étend jusqu'en 2050 est celle des nouveaux produits et d'un nouveau modèle de prospérité verte. Il s'agit de produire des fibres de carbone et de graphène à partir du bitume, des métaux et des terres rares extraits des stériles, de*

l'hydrogène à partir du pétrole et du bitume et plus de 300 produits à valeur ajoutée qui pourront être produits à partir d'un méga-complexe en Alberta[141].

On a dit au comité qu'il n'existe pas de panacées technologiques, mais que, au fil du temps, il serait possible de réduire considérablement les GES si les producteurs pétroliers et gaziers adoptent certaines des technologies qui ont été présentées au comité[142]. Voici quelques-unes des technologies visant à réduire l'intensité des émissions issues de la production pétrolière et gazière qui ont été présentées au comité durant son étude. Elles sont organisées en fonction des quatre filières proposées par M. Asgarpour, de manière à mieux saisir s'il s'agit de solutions à court ou à long terme.

Filière 1 : Technologies écoénergétiques

- Efficacité énergétique : Certaines des solutions les moins coûteuses à mettre en place ont trait à l'efficience et ont comme effet direct de réduire les coûts d'exploitation permanents et les émissions de GES. La plupart de ces technologies sont offertes sur le marché.
- Cogénération : Ces technologies génèrent à la fois la chaleur et l'électricité nécessaires, plutôt que de produire l'un ou l'autre. Par exemple, les activités in situ qui emploient la technologie de cogénération brûlent du gaz naturel pour produire de la vapeur tout en générant de l'électricité qui sera utilisée sur place, ce qui a pour effet de réduire les émissions de GES et les coûts. En outre, la cogénération entraîne une réduction des émissions de GES parce que l'électricité qu'elle produit à partir du gaz naturel génère moins d'émissions que l'électricité produite à partir du charbon ou du diesel qu'elle remplace.
- Drainage par gravité au moyen de vapeur ou de solvants : En injectant des quantités infimes d'un gaz non condensable, comme le méthane, conjointement avec la vapeur pour produire du pétrole in situ, il est moins nécessaire d'ajouter de la vapeur pour maintenir la pression du réservoir, ce qui a pour effet de réduire les émissions de GES[143].
- Captage et utilisation du carbone : Le CO_2 qui est capté des flux d'émissions industrielles peut être réinjecté dans les champs pétrolifères déjà mis en valeur, libérant ainsi plus de pétrole du puits en partie tari et séquestrant le CO_2 dans la formation souterraine. À plus long terme, il serait aussi possible d'utiliser la technologie du captage du carbone directement sur les installations pétrolières et gazières, dans la mesure du possible.
- Énergie propre : Les sources d'électricité non émettrices de GES qui remplacent l'électricité produite à partir du gaz naturel, du diesel et du charbon aident à réduire l'intensité des émissions liées à la production.
- Lutte contre les émissions fugitives : Le comité a appris qu'il existe des technologies prêtes à être commercialisées, accessibles, qui auraient une incidence considérable sur les émissions fugitives associées au transport du gaz naturel[144]. Dans un réseau de pipelines pressurisés, il existe bien des endroits où de puissants GES peuvent être libérés, délibérément ou involontairement, et ces émis-

sions ne sont pas toujours détectées. Une solution technologique possible, par exemple, consisterait à remplacer les instruments pneumatiques fonctionnant au gaz naturel des réseaux pipeliniers par des instruments fonctionnant à l'énergie solaire. Ce faisant, on éliminerait la nécessité d'évacuer le gaz au cours du fonctionnement de l'équipement. L'utilisation de logiciels et de matériel de détection des fuites et des changements de pression dans un pipeline est un autre exemple des types de technologies qui pourraient être déployées pour contrer les émissions fugitives[145]. De l'avis d'Aad van Bohemen, de l'Agence internationale de l'énergie, ce sont des « solutions faciles » à la disposition du Canada en vue de réduire les émissions de GES[146].

Les membres du comité en ont appris davantage sur les nouvelles technologies propres à venir avec des représentants de l'Association de l'industrie environnementale de Terre-Neuve-et-Labrador à St. John's, T.-N.-L.

Filière 2 : Production de bitume à faibles émissions

- Solvants : Plusieurs témoins ont parlé avec optimisme du recours aux solvants, qui pourraient selon eux chambouler les futures méthodes de récupération in situ des sables bitumineux. Contrairement au drainage par gravité au moyen de vapeur, où l'on injecte de la vapeur dans un dépôt souterrain de bitume pour en diminuer la viscosité, les solvants non aqueux comme le butane ou le propane peuvent être injectés dans le dépôt pour, essentiellement, dissoudre le bitume et en diminuer la viscosité sans employer de vapeur. Des témoins ont dit au comité que les solvants pourraient réduire l'intensité des émissions de GES du pétrole récupéré in situ jusqu'à concurrence de 80 % comparativement aux procédés existants, tout en éliminant l'utilisation de l'eau à des fins d'extraction[147]. Steve MacDonald a fait observer que l'utilisation de solvants viserait les nouveaux projets d'exploration et de mise en valeur plutôt que les projets de modernisation des installations existantes[148]. Les solvants sont un domaine de recherche active financé par le gouvernement; toutefois, les techno-

logies doivent être mises à l'essai sur le terrain avant de pouvoir être commercialisées[149].

- Valorisation partielle : Comme le terme le suggère, la valorisation partielle permet de bonifier quelque peu les qualités et la valeur marchande du bitume. Cette méthode a pour effet d'améliorer la performance environnementale des produits du bitume, de même que leur rendement économique, étant donné que l'on réduit ou élimine ainsi la nécessité de recourir aux diluants pour livrer le bitume par pipeline. La valorisation partielle du bitume pourrait aussi assurer des réductions « pouvant atteindre 20 % des émissions de GES durant le cycle de vie allant du puits au réservoir[150] ». Ce procédé devrait avoir pour effet d'accroître la capacité des pipelines à transporter du bitume (la quantité de diluants ayant été réduite) et de réduire les coûts de raffinage en aval[151]. Citant une recherche de l'École de politique publique de l'Université de Calgary, John Zhou a déclaré que la « production de 100 000 barils par jour de bitume partiellement valorisé peut générer des revenus de travail de 3,5 milliards de dollars, une contribution de 13,37 milliards au PIB ainsi que des recettes fédérales de 2,77 milliards et des recettes provinciales de 1,85 milliard sur 20 ans[152] ». À l'heure actuelle un certain nombre de technologies de valorisation partielle du bitume financées par l'État sont à l'étape de projet pilote et de la démonstration sur le terrain[153].
- Chauffage électromagnétique : L'électricité est convertie en ondes radio électromagnétiques qui servent à chauffer le bitume. Ces technologies en sont à l'étape de la recherche et développement[154].
- Intelligence artificielle : Les avancées dans les domaines de l'informatique et de l'intelligence artificielle offriront aux producteurs de pétrole et de gaz de nombreux moyens de rationaliser et de maximiser leurs activités, notamment pour optimiser les ratios vapeur-pétrole et gérer les réservoirs[155].
- Photonique : Les applications photoniques – comme les analyseurs de la qualité de la vapeur, qui peuvent mesurer le débit, la température et la pression de la vapeur ainsi que sa teneur en contaminants et en humidité – permettraient aux exploitants in situ d'améliorer l'efficacité de leurs générateurs de vapeur et réduire ainsi les émissions de GES et leur consommation d'eau[156].
- Conversion chimique du CO_2 : Des recherches sont en cours pour trouver des procédés de conversion du CO_2 en d'autres produits chimiques utiles, comme le méthane ou le méthanol[157].

Filière 3 : Réduction à zéro des émissions du bitume

- Petits réacteurs nucléaires modulaires : On a décrit la possibilité de produire de l'électricité sans émission de GES à partir de petits réacteurs nucléaires modulaires, qui agiraient comme source d'énergie pour des installations et des procédés d'exploitation des sables bitumineux; toutefois, la demande possible pour une telle technologie pourrait être limitée si le secteur de l'extraction in situ délaisse les procédés d'extraction à la vapeur[158].

- Génomique : La génomique est l'étude du matériel génétique d'un organisme. Les scientifiques et les chercheurs examinent le matériel génétique des microorganismes dans les sables bitumineux afin de comprendre et de mieux gérer les activités microbiennes susceptibles d'améliorer les taux de récupération, d'accélérer l'assainissement des eaux et le nettoyage des résidus et de réduire les émissions de GES[159].
- Nanotechnologie : Les utilisations éventuelles de matériaux à l'échelle nanoscopique dans l'industrie pétrolière et gazière pourraient donner jour à des procédés tout à fait nouveaux d'extraction et de traitement des produits dérivés des combustibles fossiles. Il s'agit d'un domaine de recherche intensive en laboratoire[160].

Filière 4 : Bitume au-delà de la combustion

- Selon John Zhou, vice-président de l'Énergie propre chez Alberta Innovates, le « bitume au-delà de la combustion », ou BBC, est « un nouveau concept et une stratégie à long terme pour les sables bitumineux canadiens. Beaucoup croient que le pétrole atteindra son point culminant au milieu de ce siècle ou même avant. À ce moment, le bitume en tant que combustible sera confronté à des difficultés encore plus importantes qu'aujourd'hui. Dans le cadre [de ce] concept, l'industrie s'efforce de mettre au point des technologies novatrices pouvant transformer le bitume en matériaux à valeur ajoutée. Le concept [du bitume au-delà de la combustion] vise à tirer parti des grandes molécules du bitume. L'hydrogène qu'il contient peut fournir l'énergie nécessaire à la conversion à valeur ajoutée, qui ne produirait donc aucune émission. » Dans le mémoire qu'il a présenté au comité, M. Zhou a parlé de certains produits potentiellement lucratifs qui pourraient être créés en convertissant le bitume, dont l'asphalte, les fibres de carbone, le polycarbonate, le polyuréthane, les adhésifs, les revêtements, les composites, le charbon activé et le graphène[161].

Le gouvernement fédéral devrait-il adopter et communiquer une vision de filières technologiques qui concilie le rôle de la production de pétrole et de gaz en amont et l'économie à faibles émissions de carbone de l'avenir?

DÉFIS DU DÉPLOIEMENT DE TECHNOLOGIES : CE QUE LE COMITE A ENTENDU

Comme on le voit au tableau 4, la majeure partie du financement (public et pri-vé) consacré à la recherche, au développement et à la démonstration (RD et D) dans le domaine de l'énergie au Canada vise les technologies d'approvisionnement en combustibles fossiles. La RD et D portant sur l'approvisionnement en combustibles fossiles bénéficie de beaucoup plus d'investissements du secteur privé que du secteur public, comparativement aux autres catégories de RD et D touchant l'énergie. En effet, le ratio des investissements privé-public dans la RD et D des technologies relatives aux combustibles fossiles est de 4 pour 1, comparativement à 1 pour 1,4 dans le cas de la RD et D de l'approvisionnement en énergie propre et renouvelable, et de 1,1 pour 1 dans le cas de la RD et D de l'utilisation finale de l'énergie[162].

Tableau 4 – Financement de la recherche, du développement et de la démonstration dans le domaine de l'énergie, Canada

	Fédéral (2014/15)	Provincial (2014/15)	Industrie (2013)
	(en millions de dollars)		
Approvisionnement en combustibles fossiles (y compris le captage et l'entreposage du carbone)	99	274	1 532
Approvisionnement en énergie propre et renouvelable	217	167	273
Utilisation finale de l'énergie	100	79	197
Total – RD et D énergétiques	**416**	**520**	**2 001**

Source : Ressources naturelles Canada, *Cahier d'information sur l'énergie 2016-2017*

Les témoins ont dit que la capacité de RD et D en ce qui concerne les technologies propres au Canada est excellente aux premiers stades du cycle d'innovation, à savoir la recherche et développement de base et l'expérimentation des idées. Ils ont toutefois exprimé des préoccupations par rapport aux stades suivants, où l'innovation mène à de nouveaux brevets, à la commercialisation et au déploiement des technologies propres[163]. En fait, on se frappe ici à un déficit d'exploitation commerciale, où l'acceptation et l'adoption des technologies propres dans les projets d'exploitation du pétrole et du gaz en amont prennent beaucoup de temps. À cet égard, le comité a appris qu'il faut parfois attendre jusqu'à 30 ans pour que les nouvelles technologies pénètrent le secteur[164].

Comme l'expliquait Terry Abel, de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, « le gros défi dans bien des cas n'est pas le travail de recherche-développement à l'écran. On prend certaines de ces idées et on les amène sur le terrain. Lorsque vous amenez ces projets de recherche à la commercialisation, il faut des centaines de millions de dollars d'investissements pour prendre une technologie et la rendre commerciale[165]. »

Le défi pour parvenir à déployer les technologies dans le secteur est complexe et comporte de multiples facettes. Soheil Asgarpour, président de la Petroleum Technology Alliance of Canada, a mis en lumière quelques-uns des principaux défis auxquels se heurte l'industrie sur le plan de l'innovation :

> *Les principaux défis à relever dans notre industrie en matière d'innovation sont les suivants : le fait qu'on ne donne pas suite à de grandes recherches fondamentales après la publication; le fait qu'on met l'accent sur le progrès de la technologie plutôt que sur les attentes du marché; le manque de fonds et d'accès aux sites pour la mise à l'essai sur le terrain des technologies des PME; la lenteur de l'adoption des technologies sur le marché; le peu d'intérêt du capital de risque pour les investissements dans les technologies propres; la lenteur du cheminement technologique depuis la conception jusqu'à la commercialisation; enfin, le manque d'infrastructures, chez les petits producteurs, pour adopter les technologies nouvelles[166].*

« *Le défi pour parvenir à déployer les technologies dans le secteur est complexe et comporte de multiples facettes.* »

Leah Lawrence, présidente et directrice générale, Technologies du développement durable Canada, a expliqué au comité que les petites et moyennes entreprises technologiques (PMEt) ont de la difficulté à vendre leurs innovations dans le secteur pétrolier et gazier parce que le risque technologique se trouve exacerbé par le risque financier[167]. Selon elle, on est ici en présence du problème « de l'œuf et de la poule », où les entreprises sont parvenues à financer leurs technologies et à éliminer les risques qui leur sont associés jusqu'au stade de la précommercialisation, mais sont incapables de les vendre aux grandes sociétés pétrolières et gazières canadiennes et étrangères jusqu'à ce qu'elles aient fait la preuve d'une démonstration sur le terrain ou à l'échelle commerciale[168].

Le comité a appris que les PMEt sont incapables d'attirer les investisseurs pour de tels projets de démonstration. Comme l'expliquait Steve MacDonald, « l'accès aux capitaux est un problème important [...] Nous n'avons tout simplement pas accès au niveau de capitaux patients nécessaires pour commercialiser certaines de ces technologies prometteuses. Nous avons besoin de marchés financiers plus généraux et plus étoffés afin de réduire les coûts du financement des innovations visant à réduire les émissions de carbone[169] ».

Cela étant dit, le déploiement des technologies propres dans le secteur pétrolier et gazier va au-delà de l'invention et du financement; selon M. MacDonald, il comprend « aussi un ensemble d'outils qui incluent des politiques, des règlements, des programmes et l'innovation opérationnelle requise pour déployer avec succès de nouvelles technologies [170] ».

Par exemple, on a louangé le règlement sur la réduction du méthane que l'Alberta entend adopter en raison des possibilités de déploiement de solutions technologiques qu'il donnera aux entreprises. Mark Salkeld, de la Petroleum Services Association of Canada, a décrit de quelle manière la politique toucherait les membres de son organisation :

> *Il y a un bon pourcentage de nos membres qui veulent vraiment trouver ces occasions, être les premiers à utiliser un logiciel de détection des réductions des émissions de méthane afin de pouvoir faire un suivi [...]Ce sont les genres de technologies auxquels nous nous intéressons parce qu'elles permettent une réduction de 45 % par rapport aux émissions de 2014 du gouvernement fédéral. Certaines de nos entreprises membres sont très enthousiastes à l'idée d'élaborer un logiciel permettant de mesurer tout ça, pas seulement de façon générale, mais directement sur le terrain, au puits; nous avons eu certaines idées pour mesurer les gaz à effet de serre et les émissions de méthane, de façon à ensuite les réduire et mesurer le taux de réduction[171].*

Mark Jaccard, quant à lui, a fait observer que la tarification du carbone, à l'instar d'une réglementation souple, peut inciter les sociétés à adopter des technologies plus propres[172]. Terry Abel, de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, était du même avis :

> *Nous sommes déterminés plus que n'importe quelle autre partie du monde à mettre au point des technologies. Tout à fait, cela se fonde sur une réglementation très rigoureuse de l'environnement au pays. Nous investissons dans la technologie afin de nous permettre d'avoir un rendement écologiquement responsable qui se conforme aux règlements en vigueur au Canada et qui continue de nous permettre d'être concurrentiels sur le marché mondial[173].*

Steve MacDonald, d'Emissions Reduction Alberta, a expliqué au comité que « la seule façon de réussir, c'est de travailler en partenariat[174] ». Des témoins ont décrit une myriade de relations entre l'industrie, le gouvernement et le milieu universitaire dans l'écosystème de l'innovation pétrolière et gazière. Les principaux acteurs sont, notamment, la Canada's Oil Sands Innovation

Alliance (COSIA), la Petroleum Technology Alliance of Canada, l'Institute for Oil Sands Innovation, Technologies du développement durable du Canada, Ressources naturelles Cana-da, le Conseil national de recherches du Canada, le Centre des technologies du gaz naturel et Emissions Reduction Alberta. Ces organismes dépendent en partie du financement de l'État, mais comme l'ont souligné certains témoins, les deniers publics tendent à démultiplier les fonds du secteur privé[175]. En outre, la COSIA, qui comprend les plus importants producteurs de sables bitumineux, a investi 1,33 milliard de dollars pour mettre au point 936 technologies distinctes visant à améliorer la gestion des résidus et à atténuer les effets sur l'air, la terre et l'eau. Elle compte à l'heure actuelle de nombreux projets susceptibles de réduire les émissions.

« Pour les sociétés pétrolières et gazières désireuses d'adopter une nouvelle technologie propre dans le cadre d'un projet existant ou à l'état d'ébauche, les coûts ne sont que l'un des aspects à retenir. »

Pour les sociétés pétrolières et gazières désireuses d'adopter une nouvelle technologie propre dans le cadre d'un projet existant ou à l'état d'ébauche, les coûts ne sont que l'un des aspects à retenir. Dans un contexte de tarification des émissions de GES, la performance attendue des technologies de réduction des GES aide les sociétés à éviter les coûts liés au carbone; toutefois, les aspects économiques comptent dans le choix d'options technologiques moins coûteuses permettant d'améliorer la performance.

Par ailleurs, on se dit que si les entreprises de l'industrie étaient au courant des solutions de technologie propre à leur disposition, elles pourraient alors les utiliser. Reconnaissant cette lacune, Soheil Asgarpour a déclaré que la Petroleum Technology Alliance of Canada s'emploie à sensibiliser ses membres aux technologies à leur disposition[176]. Leah Lawrence pour sa part a expliqué que les grandes sociétés pétrolières et gazières préfèrent ne pas être les premières à adopter les nouvelles technologies et veulent plutôt se fier à des technologies éprouvées[177]. Mark Jaccard a reconnu que le fait d'être le « premier » a son prix, précisant toutefois que la projection des coûts des nouvelles technologies est souvent considérablement plus élevée que les coûts réels, à mesure que les sociétés apprennent à intégrer ces technologies et à les déployer efficacement[178].

Comment le Canada peut-il remédier au déficit d'exploitation commerciale qui empêche les entreprises novatrices de commercialiser leurs solutions technologiques de réduction des GES? Quels sont les cadres stratégiques et réglementaires les plus propices à un climat favorable à l'investissement qui permettra aux innovateurs de réunir des capitaux et de mettre leurs technologies à l'essai? Quels partenariats stratégiques devrait-on renforcer et favoriser en vue d'accélérer le développement des percées technologiques nécessaires à la croissance de l'industrie pétrolière et gazière dans un monde à faibles émissions de carbone? Le gouvernement fédéral a-t-il un rôle à jouer pour atténuer les risques associés au développement et au déploiement de technologies propres?

LA SUITE DES CHOSES

La société moderne dépend du pétrole et du gaz. On s'en sert pour propulser nos moyens de transport, chauffer nos bâtiments, produire de l'électricité et faire fonctionner nos machines. Le pétrole est aussi utilisé à des fins non énergétiques, pour fabriquer des matériaux de confection, des produits pharmaceutiques, de l'asphalte, des produits chimiques, des plastiques et d'autres matériaux synthétiques. L'abandon progressif des combustibles à base de carbone nécessitera un changement radical dans notre façon d'utiliser l'énergie.

Le secteur pétrolier et gazier en amont génère énormément d'émissions, et il existe peu de solutions faciles pour l'adapter à un monde à faibles émissions de carbone. Des options technologiques sont actuellement mises au point; elles pourraient contribuer à réduire substantiellement les émissions des futurs projets pétroliers et gaziers et graduellement réduire les émissions des projets actuels, s'ils sont menés à terme. Toutefois, à mesure que s'accentuera la part des ressources non classiques dans la production totale, on s'attend à ce que les émissions absolues et l'intensité des émissions de ce secteur augmentent en l'absence d'amélioration de la performance sur le plan des émissions.

Le comité a appris comment les innovateurs relèvent le défi, grâce à de nombreux partenariats prometteurs de recherche et développement et à des occasions concrètes de réduction de l'intensité des émissions au sein du secteur pétrolier et gazier du Canada. Déjà, l'intensité des émissions issues des activités de récupération in situ a reculé de 35 % par rapport aux niveaux de 1990; toutefois, cela ne suffira pas pour atteindre les objectifs nationaux de réduction des émissions que s'est fixés le Canada. Il faut des technologies révolutionnaires pour briser la tendance et réduire considérablement les émissions de GES issues de la production pétrolière et gazière. Les technologues du pétrole et du gaz ont décrit des filières de réduction des émissions qui permettent d'imaginer un avenir dans lequel le secteur croît tout en réduisant ses émissions.

Les émissions existantes du secteur pétrolier et gazier sont en grande partie figées en raison de contraintes techniques et de la longévité des projets pétroliers et gaziers. Selon la rigueur des politiques sur le carbone, il pourrait falloir du temps avant que les émissions de ce secteur s'arriment aux objectifs nationaux de réduction des émissions. Toutefois, en tablant sur des améliorations progressives, il est à tout le moins possible de ramener les émissions des projets en cours à un niveau peut-être semblable à celui des autres secteurs économiques; il s'agit là d'une étape nécessaire étant donné les coûts colossaux des émissions de GES. Le méthane est 25 fois plus puissant que le dioxyde de carbone pour emprisonner la chaleur dans l'atmosphère; par conséquent, la réduction des émissions fugitives de méthane pourrait grandement aider la lutte contre les changements climatiques. L'augmentation des investissements dans les technologies propres et un déploiement accru de ces technologies viendraient non seulement apporter des avantages sur le plan environnemental, mais aussi accroître la compétitivité du secteur pétrolier et gazier.

Julie Gelfand, commissaire à l'environnement et au développement durable, a dit au comité qu'en ne s'engageant pas à réduire les émissions dans le secteur pétrolier et gazier, le Canada a raté des occasions. En raison de son inaction, il est probable que le pays ratera l'objectif fixé pour 2020 (17 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2020).

Des mesures sont à la portée de tous les gouvernements pour favoriser cette transition. Certains témoins se sont dits favorables à l'emploi de mécanismes de tarification du carbone en tant qu'outils stratégiques de réduction des émissions qui stimulent les investissements dans les technologies propres et le déploiement de celles-ci, mais à certaines conditions. D'abord, une tarification du carbone trop faible enverra un mauvais signal du marché aux producteurs; d'un autre côté, un prix trop élevé pourrait faire fuir les investisseurs si d'autres territoires s'abstiennent de tarifer le carbone. La situation n'est pas sans recours, mais les gouvernements doivent choisir des solutions adaptées aux circonstances et aux objectifs stratégiques qui leur sont propres. Ensuite, l'atteinte des objectifs du Canada en matière de réduction des émissions au moyen de la seule tarification du carbone nécessiterait des prix du carbone si élevés que cette approche pourrait ne pas être très populaire auprès des Canadiens. Les gouvernements voudront donc peut-être adopter une mixité de politiques moins efficaces, mais plus pratiques, de tarification du carbone et complémentaires pour parvenir aux mêmes fins. Cela étant dit, l'approche serait-elle moins transparente du fait que la réglementation prévoit des coûts implicites que le consommateur ne voit pas nécessairement d'emblée? Il importera de tenir compte de l'interaction des politiques climatiques – et de la possibilité que l'adoption de différentes politiques en divers lieux ne donne pas des résultats optimaux – d'où la nécessité de la coordination entre les gouvernements.

ANNEXE A – LISTE DES TÉMOINS

Le 22 mars 2016	
Environnement et Changement climatique Canada	Dan McDougall, sous-ministre adjoint, Direction générale de la politique stratégique Derek Hermanutz, directeur général, Direction de l'analyse économique, Direction générale de la politique stratégique Mike Beale, sous-ministre adjoint, Direction générale de l'intendance environnementale
Le 12 avril 2016	
Office national de l'énergie	Jim Fox, vice-président, Intégration de l'information sur l'énergie et de l'analyse Shelley Milutinovic, économiste en chef
Le 14 avril 2016	
Ressources naturelles Canada	Jeff Labonté, directeur général, Sûreté énergétique et sécurité Niall O'Dea, directeur général, Direction des ressources en électricité Marc Wickham, directeur, Programmes en science et technologie énergétiques, Secteur de l'innovation et de la technologie énergétique, Bureau de recherche et développement énergétiques Drew Leyburne, directeur général, Direction de la politique énergétique Patricia Fuller, directrice générale, Office de l'efficacité énergétique Paula Vieira, directrice, Division de transports et carburants de remplacement Laura Oleson, directrice, Élaboration de la politique et de l'analyse, Office de l'efficacité énergétique, Secteur de l'énergie Debbie Scharf, directrice, Division de l'équipement

Le 19 avril 2016	
Conseil canadien sur l'électricité renouvelable	Jacob Irving, président, Association canadienne de l'hydroélectricité
Le 21 avril 2016	
Association nucléaire canadienne	John Barrett, président et premier dirigeant
Le 3 mai 2016	
Ecologic Institute US	Max Gruenig, président
TransAlta Corporation	Don Wharton, directeur général, Transition vers une réduction du carbone
Le 5 mai 2016	
Association canadienne de l'électricité	Sergio Marchi, président-directeur général Devin McCarthy, directeur, Génération et environnement
Capital Power	Martin Kennedy, vice-président, Affaires extérieures
Nova Scotia Power Inc.	Terry Toner, directeur, Services de l'environnement
Canadian Biogas Association	Jennifer Green, directrice générale Kevin Matthews, directeur Donald Beverly, directeur
Le 10 mai 2016	
À titre personnel	Andrew Leach, professeur agrégé, Alberta School of Business, Université de l'Alberta Mike Cleland, agrégé supérieur, Université d'Ottawa
HEC Montréal	Pierre-Olivier Pineau, professeur titulaire de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie
Le 12 mai 2016	
Association of Major Power Customers of BC	Brian Wallace, conseiller juridique Carlo Dal Monte, directeur, Division de l'énergie, société Catalyst Paper Karina Brino, présidente-directrice générale, Mining Association of BC
Le 17 mai 2016	
SaskPower	Mike Marsh, président et chef de la direction Guy Bruce, vice-président, Planification, environnement et développement durable
BC Hydro	Chris Sandve, directeur des politiques et des rapports

Le 19 mai 2016	
Transports Canada	Ellen Burack, directrice générale, Politiques environnementales Jim Lothrop, directeur général, Administration du transport durable
Le 31 mai 2016	
Conseil national des lignes aériennes du Canada	Marc-André O'Rourke, directeur général Teresa Ehman, présidente, Sous-comité de l'environnement
Groupement Aéronautique de Recherche et Développement en environnement	Sylvain Cofsky, directeur administratif Fassi Kafyeke, directeur principal, Technologies stratégiques et Conception avancée, Bombardier Aéronautique
Le 2 juin 2016	
Ontario Power Generation	Jeff Lyash, président-directeur général
Énergie NB	Neil Larlee, directeur, Planification stratégique
Le 9 juin 2016	
Association canadienne de l'hydrogène et des piles à combustible	Eric Denhoff, président-directeur général
Industries renouvelables Canada	Andrea Kent, président
Canadian Automated Vehicles Centre of Excellence	Barrie Kirk, directeur exécutif
Le 27 septembre 2016	
Association des administrations portuaires canadiennes	Wendy Zatylny, présidente Debbie Murray, directrice, Politiques et affaires réglementaires
Conference Board du Canada	Louis Thériault, vice-président, Politiques publiques
Le 29 septembre 2016	
Alliance canadienne pour les véhicules au gaz naturel	Bruce Winchester, directeur général
Pollution Probe	Steven McCauley, chef de la direction par intérim
Le 18 octobre 2016	
Mobilité électrique Canada	Chantal Guimont, présidente-directrice générale
Alliance canadienne du camionnage	Jonathan Blackham, adjoint, Politique et affaires gouvernementales
Le 20 octobre 2016	
Association charbonnière canadienne	Robin Campbell, président

Le 25 octobre, 2016	
VIA Rail Canada	Yves Desjardins-Siciliano, président et chef de la direction Pierre Le Fèvre, conseiller principal au président et chef de la direction Bruno Riendeau, directeur, Sécurité et environnement
Association des chemins de fer du Canada	Michael Bourque, président-directeur général Michael Gullo, directeur, Politiques, affaires économiques et environnementales
Le 27 octobre 2016	
Association canadienne des constructeurs de véhicules	Mark Nantais, président
Fertilisants Canada	Garth Whyte, président et directeur général Clyde Graham, vice-président principal
Le 1er novembre 2016	
Manufacturiers et Exportateurs du Canada	Mathew Wilson, vice-président principal, Politique nationale Nancy Coulas, directrice, Politique environnementale et énergétique
CMC Research Institutes, Inc.	Richard Adamson, président
Le 3 novembre 2016	
Association canadienne du transport urbain	Alex Maheu, directeur, Affaires publiques Jeff Mackey, analyste des politiques
Hydro-Québec	Louis Beauchemin, directeur principal, Gestion des filiales France Lampron, directrice, Électrification des transports
Le 24 novembre 2016	
Technologies du développement durable Canada	Leah Lawrence, présidente et directrice générale
Alberta Innovates	John Zhou, vice-président, Énergie propre
Le 29 novembre 2016	
Institut C.D. Howe	Benjamin Dachis, directeur associé, Recherche
Le 1er décembre 2016	
PTAC Petroleum Technology Alliance Canada	Soheil Asgarpour, président

Le 6 décembre 2016	
Conseil des académies canadiennes	Eric M. Meslin, President and Chief Eric M. Meslin, président-directeur général Eddy Isaacs, membre du Comité consultatif scientifique
In Situ Oil Sands Alliance	Richard Sendall, président Patricia Nelson, vice-présidente
Le 8 décembre 2016	
Fédération canadienne des municipalités	Clark Somerville, président Dallas Alderson, gestionnaire, Politiques et recherche
À titre personnel	Mark Jaccard, professeur, Université Simon Fraser
Le 13 décembre 2016	
Canada West Foundation	Trevor McLeod, directeur du Centre de politique sur les ressources naturelles
Le 15 décembre 2016	
Institut canadien de recherche énergétique	Allan Fogwill, président-directeur général
Le 31 janvier 2017	
Global CCS Institute	Jeff Erikson, directeur général, Région des Amériques
Le 2 février 2017	
Institute for Oil Sands Innovation	Qi Liu, directeur scientifique
Emissions Reduction Alberta	Steve MacDonald, chef de la direction
Le 16 février 2017	
Conseil canadien de l'innovation minière	Carl Weatherell, directeur exécutif et directeur général
À titre personnel	Jennifer Winter, professeure adjointe, École de politique publique, University of Calgary
Le 28 février 2017	
Association canadienne de l'industrie de chimie	Bob Masterson, président et directeur général David Podruzny, vice-président, Affaires économiques et commerciales
Petroleum Services Association of Canada	Mark A. Salkeld, président et directeur général
Le 2 mars 2017	
Association des produits forestiers du Canada	Robert Larocque, vice-président, Changement climatique, Environnement et main-d'œuvre

	Kate Lindsay, Directrice, Règlementation environnementale et biologie de la conservation
Association minière du Canada	Brendan Marshall, vice-président, Affaires économiques et du Nord
Le 9 mars 2017	
Association canadienne des producteurs d'acier	Joseph Galimberti, president
Le 28 mars 2017	
Association de l'aluminium du Canada	Jean Simard, président et chef de la direction
Le 30 mars 2017	
Association canadienne du ciment	Michael McSweeney, président et chef de la direction Adam Auer, vice-président, Environnement et développement durable
Commission de l'écofiscalité du Canada	Chris Ragan, président
Le 6 avril 2017	
Environnement et Changement climatique Canada	John Moffet, sous-ministre adjoint délégué intérimaire, Direction générale de la protection de l'environnement Derek Hermanutz, directeur général, Direction de l'analyse économique, Direction générale de la politique stratégique Matt Jones, directeur général, Bureau de la politique climatique, Direction générale de la politique stratégique Helen Ryan, directrice générale, Énergie et transports, Direction générale de la protection de l'environnement
Ministère des Finances Canada	Sean Keenan, directeur, Division de la taxe de vente, Direction de la politique de l'impôt Gervais Coulombe, chef, Division de la taxe de vente, Direction de la politique de l'impôt
Le 11 avril 2017	
Shell Canada	Tim Wiwchar, gestionnaire d'occasions d'affaires
Big Moon Power	Lynn Blodgett, président et chef de la direction Jamie MacNeil, directeur national

Le 13 avril 2017	
Association canadienne du gaz	Timothy M. Egan, président et chef de la direction
La Chambre de commerce du Canada	Katrina Marsh, directrice principale, Politique des ressources naturelles et de l'environnement
Le 11 mai 2017	
Agence internationale de l'énergie	Tim Gould, chef de la division des perspectives d'approvisionnement énergétique Jean-François Gagné, chef de la division de la politique des technologies énergétiques Sylvia Bayer, agente de pays, Division de la politique énergétique et de la sécurité Aad van Bohemen, chef de la division de la politique énergétique et de la sécurité Peter Fraser, chef de la division gaz, charbon et énergie
Le 8 juin 2017	
Newfoundland and Labrador Oil & Gas Industries Association	Robert Cadigan, président et directeur general
Association canadienne des producteurs pétroliers	Terry Abel, vice-président exécutif Patrick McDonald, directeur, Climat et innovation
Le 15 juin 2017	
Congrès du travail du Canada	Donald Lafleur, vice-président exécutif Chris Roberts, directeur, Politiques sociales et économiques
Association canadienne des carburants	Peter Boag, président et chef de la direction Lisa Stilborn, vice-présidente, Division de l'Ontario
Le 19 septembre 2017	
Ressources naturelles Canada	Martin Gaudet, directeur adjoint, Division de l'habitation, Office de l'efficacité énergétique, Secteur de l'énergie Dean Haslip, directeur général, CanmetÉNERGIE-Ottawa, Secteur de l'innovation et de la technologie de l'énergie Sarah Stinson, directrice, Division de l'industrie et bâtiments, Office de l'efficacité énergétique, Secteur de l'énergie

Le 21 septembre 2017	
Société canadienne d'hypothèques et de logement	Duncan Hill, gestionnaire, Recherche sur les besoins en matière de logement
Groupe CSA	Michael Leering, directeur, Environnement et excellence en affaires Dwayne Torrey, directeur, Construction et infrastructure
Le 26 septembre 2017	
À titre personnel	Ian Beausoleil-Morrison, professeur, Faculté d'ingénierie et de design, Université Carleton
Association canadienne pour les énergies renouvelables	Bill Eggertson, directeur général
Le 28 septembre 2017	
À titre personnel	James Tansey, directeur exécutif, Centre pour la recherche interactive sur la durabilité, Université de la Colombie-Britannique
Le 3 octobre 2017	
Innovations en construction Canada	Pierre Boucher, président Jim Ilkay, associé principal, Innovia Corporation
Association canadienne des constructeurs d'habitations	Kevin Lee, chef de la direction
Le 5 octobre 2017	
BC LNG Alliance	David Keane, président et chef de la direction
Le Conference Board du Canada	Louis Thériault, vice-président, Rendement organisationnel et Politiques publiques
Le 17 octobre 2017	
Services publics et Approvisionnement Canada	Kevin Radford, sous-ministre adjoint, Direction générale des biens immobiliers Veronica Silva, directrice générale, Services techniques
Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada	Taki Sarantakis, secrétaire délégué Nick Xenos, directeur exécutif, Centre pour un gouvernement vert

Le 19 octobre 2017	
Conseil national de recherches Canada	Michel Dumoulin, vice-président intérimaire, Génie Philip Rizcallah, directeur, Recherche et développement, Construction
Conseil du bâtiment durable du Canada	Thomas Mueller, président et chef de la direction
Le 24 octobre 2017	
Fédération canadienne des municipalités	Brock Carlton, chef de la direction Matt Gemmel, conseiller en politiques
Association canadienne du propane	Nathalie St-Pierre, présidente-directrice générale Greg Thibodeau, gestionnaire, Marketing, Pembina Pipeline Corporation Guy Marchand, président-directeur général, Budget Propane 1998 Inc. Taylor Granger, responsable du développement des affaires, SLEEGERS Engineered Products Inc.
Le 26 octobre 2017	
BOMA Canada	Benjamin L. Shinewald, président et chef de la direction
Ingénieurs Canada	David Lapp, chef de pratique, Mondialisation et Développement durable
Institut royal d'architecture du Canada	Bruce Lorimer, directeur général par intérim Emmanuelle van Rutten, directrice régionale, Ontario Nord, Est et Nunavut
Le 2 novembre 2017	
Bureau d'assurance du Canada	Nadja Dreff, directrice, Division de l'économie et économiste principale adjointe Craig Stewart, vice-président, Affaires fédérales
Le 7 décembre 2017	
Bureau du vérificateur général du Canada	Julie Gelfand, commissaire à l'environnement et au développement durable David Normand, directeur Elsa DaCosta, directrice Doreen Deveen, directrice

Le 8 février 2018	
À titre personnel	Blair Feltmate, chef, Centre Intact d'adaptation au climat, Université de Waterloo
Alliance de l'efficacité énergétique du Canada	Martin Luymes, président Philippe Dunsky, vice-président
Le 15 février 2018	
À titre personnel	Warwick F. Vincent, professeur titulaire, Centre d'études nordiques, Université Laval
QUEST	Brent Gilmour, directeur général Tonja Leach, directrice générale
Le 1er mars 2018	
Ecovert Sustainability Consultants	Jim Lord, directeur fondateur
Société d'habitation du Yukon	Pamela Hine, présidente
Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest	Tom R. Williams, président-directeur général, Société d'habitation des Territoires du Nord-Ouest
Société d'habitation du Nunavut	Gary Wong, directeur des infrastructures Stephen Hooey, directeur de l'exploitation
Le 22 mars 2018	
Association canadienne des entreprises de services énergétiques	Stuart Galloway, chef de la direction
Le 27 mars 2018	
Ville de Toronto	Jim Baxter, directeur, Division de l'environnement et de l'énergie Mary-Margaret McMahon, conseillère
Ville de Halifax	Maggie MacDonald, directrice générale, Relations gouvernementales et affaires extérieures Shannon Miedema, gestionnaire du programme de l'énergie et de l'environnement, Planification et développement
Le 29 mars 2018	
Association canadienne de l'immeuble	Dina McNeil, directrice des relations gouvernementales Dil Puar, gestionnaire des relations gouvernementales

Institut canadien du chauffage, de la climatisation et de la réfrigération	Warren Heeley, president Martin Luymes, directeur, Programmes et relations Bruce Passmore, président du conseil d'administration
Société canadienne d'hypothèques et de logement	Luisa Atkinson, directrice, Logement des Premières Nations
Relations Couronne-Autochtones et des Affaires du Nord	Mark Hopkins, directeur général, Direction générale des ressources naturelles et de l'environnement, Organisation des Affaires du Nord
Services aux autochtones Canada	Lyse Langevin, directrice générale, Direction générale des infrastructures communautaires, Secteur des opérations régionales
Le 17 avril 2018	
Institut Fraser	Kenneth P. Green, directeur principal, Centre d'études en ressources naturelles
Clean Energy Canada	Dan Woynillowicz, directeur des politiques, Centre pour le dialogue Morris J. Wosk, Université Simon Fraser
Le 19 avril 2018	
Institut pour l'IntelliProspérité	Stewart Elgie, coprésident William Scott, associé de recherche
Le 26 avril 2018	
Ressources naturelles Canada	André Bernier, directeur principal, Direction des ressources en électricité, Secteur de l'énergie Dean Haslip, directeur général, CanmetÉNERGIE-Ottawa Joyce Henry, directrice générale, Office de l'efficacité énergétique, Secteur de l'énergie Terry Hubbard, directeur général, Direction des ressources pétrolières, Secteur de l'énergie John Kozij, directeur général, Service canadien des forêts Amanda Wilson, directrice générale, Bureau de recherche et de développement énergétiques, Secteur de l'innovation et de la technologie de l'énergie

ANNEXE B – MISSIONS D'ÉTUDE – LISTE DES TÉMOINS

L'Ouest canadien – 2 au 7 octobre 2016 (Vancouver, Kitimat et Prince George, Colombie-Britannique, Calgary, Alberta et Estevan, Saskatchewan)	
Administration portuaire Vancouver-Fraser	Duncan Wilson, vice-président, Responsabilité sociale d'entreprises Carrie Brown, directrice, Programmes environnementaux Evangeline Englezos, directrice, Affaires communautaires et autochtones Christine Rigby, spécialiste environnementale, Émissions atmosphériques
Alberta Electric System Operator	Miranda Keating Erickson, vice-présidente, Opérations Angela Anderson, conseillère en relations externes
Alliance pour l'innovation dans les sables bitumineux	Dan Wicklum, chef de la direction
ARC Financial Corp.	Peter Tertzakian, chef économiste de l'énergie et directeur général
Assemblée législative de la Saskatchewan	Lori Carr, députée à l'Assemblée législative
Canfor Pulp Ltd.	Martin Pudlas, vice-président, Opérations Peter Lovell, directeur général Robert Thew, directeur, Immobilisation et énergie stratégique
CanmetÉNERGIE	Cécile Siewe, directrice générale du centre de recherche du Devon Jinwen Chen, directeur, Conversion d'hydrocarbures Michael Layer, gestionnaire principale de programme
Institut Pembina	Chris Severson-Baker, directeur général
Petroleum Technology Research Centre	Norm Sacuta, gestionnaire, Communications

Powertech Laboratories	Madhvi Ramnial, gestionnaire, Mobilisation des clients et expansion de l'entreprise Angela Das, cadre supérieure, Amélioration des transports Jeff Turner, gestionnaire de projet, Véhicules électriques et systèmes énergétiques David Facey, conseiller juridique Frankie Nash, analyste des politiques
Rio Tinto	Blair Dickerson, vice-présidente Richard Prokopanko, directeur, Affaires gouvernementales Gareth Manderson, directeur général Kevin Dobbin, gestionnaire, Communications et communautés, Travaux de la CB Manny Arruda, coordonnateur de la distribution, Travaux de la CB Alain Bouchard, partenaire commercial de la SSE Graham Caven, instructeur d'ouvriers aux creusets, Travaux de la CB Carolyn Chisholm, conseillère principale, bureau de la vice-présidente au Canada; Marion Egan, adjointe de direction, Travaux de la CB Joe Velho, coordinateur, Travaux de la CB
SaskPower	Howard Matthews, vice-président, Production d'énergie Sandra Beingessner, coordinatrice exécutive, cadre de direction Dave Jobe, directeur, Captage et stockage de carbone Mike Zeleny, ambassadeur, Captage et stockage de carbone
Seven Generations Energy Ltd.	Alan Boras, directeur, Communications et relations avec les intervenants

Université de Calgary	Dan McFadyen, directeur de programme, École de politique publique Robert Mansell, directeur des études, École de politique publique Shantel Jordison, gestionnaire du Programme de gouvernance des ressources des industries extractives
Université du nord de la Colombie-Britannique	Daniel Weeks, président Daniel Ryan, vice-président intérimaire, doyen et vice-recteur Geoffrey Payne, vice-président intérimaire, Recherche Tim Tribe, vice-président, Avancement Robert Knight, vice-président, Finance et opérations commerciales Chris Buse, directeur du projet CIRC Stephen Déry, Chaire de recherche canadienne sur l'hydrométéorologie en milieu nordique Kevin Ericsson, ingénieur en chef David Claus, directeur adjoint, Gestion des installations
Ontario – 14 au 17 novembre 2016 (Sarnia et Hamilton, Ontario)	
ArcelorMittal Dofasco	Sean Donnelly, président et chef de la direction Tony Valeri, vice-président, Affaires générales Henry Wegiel, directeur, Relations commerciales et gouvernementales Ian Shaw, directeur, Gestion de l'énergie Jim Stirling, directeur général, Environnement Richard Do Couto, spécialiste, Responsabilité sociale de l'entreprise Tom Kuhl, directeur général des principales technologies de la fabrication Dan Evans, instructeur en matière de fiabilité Errol Hilado, spécialiste du processus de fiabilité

Association canadienne des carburants	Lisa Stilborn, vice-présidente, Division de l'Ontario Erin Brophy, gestionnaire, Communications
Association canadienne de l'industrie de la chimie	Bob Masterson, président et chef de la direction David Podruzny, vice-président, Commerce et économie Erika Adams, directrice, Communications
BioAmber	Mike Hartmann, vice-président directeur Anne Waddell, vice-présidente, Affaires gouvernementales Fabrice Orecchioni, directeur des opérations
Bioindustrial Innovation Canada	Sandy Marshall, directrice générale
Biox Corporation	Alan Rickard, chef de la direction Courtney Quinn, vice-présidente, Finance Ryan Doell, gestionnaire des opérations Bozena Millivojevic, gestionnaire de la production
CanmetMATÉRIAUX	Philippe Dauphin, directeur général Mark S. Kozdras, gestionnaire du programme, Matériaux automobiles Hitesh Jain, gestionnaire, Commerce et contrats
Chambre de commerce de Sarnia Lambton	Shirley de Silva, présidente et chef de la direction Monica Shepley, directrice, Défense des droits et élaboration de politiques Mark Lumley, président, conseil d'administration Michael Kooy, premier vice-président Peter Smith, coprésident, Comité de l'énergie Alex Palimaka, membre du comité Cathy MacLellan, vice-présidente, Ressources humaines et sensibilisation, Ubiquity Solar Ed Brost, président, Je&M Consulting Ltd. Maike Luiken, Centre d'accès à la technologie Bluewater

	Joe Lasowski, CF Industries
Imperial	Brian M. Fairley, gestionnaire de la raffinerie Sarnia George E. Vincent, conseiller principal, Affaires réglementaires Dave Luecke, gestionnaire de l'usine chimique Sarnia Jon Harding, conseiller, Relations autochtones et affaires
NOVA Chemicals	Rob Thompson, directeur régional, Fabrication Ken Faulkner, directeur, Relations avec les gouvernements Meaghan Kreeft, experte-conseil, Communications
Parc de recherche Western Sarnia-Lambton	Tom Strifler, directeur général Katherine G. Albion, directrice, Centre de commercialisation Victoria Townsend, ingénieure de recherche et gestionnaire de projet Stephen Reaume, coordonnateur Mike Nesdoly, directeur, Recherche appliquée et innovation
Partenariat économique Sarnia-Lambton	George Mallay, directeur général
Shell	Helen Bennett, conseillère, Questions émergentes de politique de réglementation
Suncor Énergie	Mike Kandravy, directeur, Qualité des carburants et affaires réglementaires Michael Southern, directeur, Relations avec les gouvernements
Union Gas	Sarah Van Der Paelt, directrice, Développement de la distribution et comptes stratégiques
Université McMaster	Ishwar Puri, doyen de la faculté d'ingénierie Rob Baker, vice-président, Recherche Nick Markettos, directeur par intérim, McMaster Institute for Transportation and Logistics Altaf Arain, directeur, McMaster Centre for Climate Change

	Gillian Goward, doyenne associée intérimaire, Recherche et relations externes Lori Dillon, directrice, Communication de la recherche Alex Lawson, conseiller exécutif, Affaires publiques Kristen Munro, directrice, Affaires publiques Ali Emadi, directeur de MacAUTO Saeid Habibi, professeur, génie mécanique Megan Wood, chef d'équipe, McMaster Engineering EcoCAR3 Team Theo Abraham, directeur des communications, McMaster Engineering EcoCAR3 Team
Ville de Hamilton	Son honneur, Fred Eisenberger, maire de la ville Andrew Grice, directeur, Eaux et eaux usées Geoff Lupton, directeur, Énergie, parc automobile et circulation John Mater, directeur, Actifs et planification stratégique Dan Chauvin, directeur, Travaux d'amélioration de l'installation de l'avenue Woodward Dan McKinnon, directeur général, Travaux publics Mark Bainbridge, directeur par intérim, Direction de l'eau Greg Crone, conseiller en politiques et initiatives stratégiques Frank Gazzola, chef de service, Ingénierie énergétique Plamen Nikolov, gestionnaire principal de projet, Travaux d'immobilisation

Québec – 7 et 8 février 2017 (Montréal et Varennes, Québec)	
AQPER (Association québécoise de la production d'énergie renouvelable)	Jean-François Samray, président et chef de la direction
CanmetÉNERGIE	Gilles Jean, directeur général Lisa Dignard, directrice, Programme de R. et D., Intégration des énergies renouvelables et ressources distribuées Éric Soucy, directeur, Programme de R. et D. – Industrie Chantal LeRoy, directrice par intérim, Programme de R. et D. – Bâtiment Amélie Richard, agente de commercialisation
Gaz Métro	Stéphanie Trudeau, vice-présidente principale, Réglementation, clients et communautés Frédéric Krikorian, directeur, Développement durable, affaires publiques et gouvernementales
Écotech Québec	Denis Leclerc, président et chef de la direction Marie-Hélène Labrie, vice-présidente du Conseil d'administration Élise Laferrière, vice-présidente, Partenariats et opérations
Institut de recherche d'Hydro-Québec	Jérôme Gosset, directeur Jean-Pierre Tardif, conseiller – Communications et Marketing
Union des producteurs agricoles	Pierre Lemieux, 2e vice-président général Daniel Bernier, conseiller, Recherches et politiques agricoles – environnement
Université McGill	Jim Nicell, professeur et doyen de la Faculté de génie Subhasis Ghoshal, directeur, Institut de durabilité en ingénierie et conception Trottier Lauren Penney, gestionnaire, Institut de durabilité en ingénierie et conception Trottier

	Benoit Boulet, vice-doyen, Recherche et Innovation François Bouffard, professeur agrégé Yixin Shao, professeur Jeff Bergthorson, professeur agrégé
Ville de Laval	Stéphane Boyer, conseiller municipal Ian Dessureault, Service de l'environnement
Est du Canada – du 1er au 4 mai 2017 (St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador, Summerside, Île-du-Prince-Édouard, Saint John, Nouveau-Brunswick et Halifax, Nouvelle-Écosse)	
Amec Foster Wheeler	Jonas Roberts, expert-conseil sur les changements climatiques, Environnement et infrastructures
CarbonCure Technologies	Jennifer Wagner, vice-présidente, Durabilité
Emera	Chris Huskilson, président-directeur général Robert Hanf, vice-président exécutif, Relations avec les intervenants et affaires réglementaires Lisa Merrithew, vice-présidente, Communications et affaires générales Sharon Scattolon, gestionnaire des installations Brad Stronach, technicien en systèmes de CVC
Emera Newfoundland and Labrador	Norm Dimmell, Ing., vice-président, Services corporatifs
Énergie NB	Keith Cronkite, vice-président principal, Développement commercial et planification stratégique Brett Plummer, vice-président du Nucléaire et dirigeant principal de l'exploitation nucléaire Robert Scott, directeur, Relations gouvernementales Kathleen Duguay, gestionnaire, Relations avec la communauté et régulation du protocole nucléaire

Fortis Inc.	Barry Perry, président-directeur général Nora Duke, vice-présidente exécutive et dirigeante principale des ressources humaines Gary Smith, président, Newfoundland Power Karen McCarthy, directrice, Communications et affaires générales Paul Fitzpatrick, directeur, Réglementation et conformité
Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador	Walter Parsons, Ing., sous-ministre adjoint, Énergie Perry Canning, sous-ministre adjoint, Mines
Irving Oil	Jeff Matthews, agent principal de développement des affaires James Walsh, gestionnaire, Relations gouvernementales Graham Little, spécialiste des relations gouvernementales
J.D. Irving	Mary Keith, vice-présidente, Communications Mark Mosher, vice-président, Pâtes et papiers Dion Hanrahan, vice-président, Développement des affaires industrielles Chris MacDonald, directeur, Relations gouvernementales
Laboratoire de recherche sur le climat de l'Université de l'Île-du-Prince-Édouard	Dr Adam Fenech, directeur Hope Parnham, étudiante au doctorat
McInnes Cooper	J. Alex Templeton, associé
Ministère des Transports, de l'Infrastructure et de l'Énergie de l'Île-du-Prince-Édouard	Mike Proud, gestionnaire, Office de l'efficacité énergétique
Nalcor	Gilbert Bennet, vice-président exécutif, Production d'énergie Mark King, Relations avec les intervenants et communications Gayle St. Croix, expert-conseil en communications
Narl Refining LP	Tim Derksen, Programme de gestion

Newfoundland and Labrador Environmental Industry Association	Kieran Hanley, directrice exécutive
NS Power	Karen Hutt, présidente-directrice générale Sasha Irving, vice-présidente, Affaires générales et relations avec les intervenants
Prince Edward Island Energy Corporation	Heather MacLeod, directrice, Biens énergétiques
Secrétariat du changement climatique de l'Île-du-Prince-Édouard	Todd Dupuis, directeur général
St. John's Board of Trade	Dorothy M. Keating, présidente Nancy Healey, directrice générale Rhonda Tulk-Lane, spécialiste des politiques et de la défense des droits
Trout River Homes Inc.	Terry et Natalie Perry, propriétaires Ralph et Beth Peters, propriétaires d'une maison
Université Dalhousie	Dr Richard Florizone, président Dr Steven Mannell, directeur, College of Sustainability Dr Jeff Lamb, vice-président adjoint, Dalhousie Facilities Management Dr Ian Hill, vice-président adjoint, Recherche, et professeur Dre Mita Dasog, professeure adjointe Sara Daniels, conseillère en relations gouvernementales Emma Norton, diplômée Rochelle Weber, étudiante Jon-Paul Sun, étudiant Colby Deighton, étudiant
Université de l'Île-du-Prince-Édouard	Dr Robert Gilmour, vice-président, Études universitaires et recherche
Ville de Summerside	Bill Martin, maire Norma McColeman, adjointe au maire Greg Campbell, conseiller Brian McFeely, conseiller Gordie Whitlock, conseiller Bob Ashley, agent administratif principal

	Greg Gaudet, directeur des services municipaux J.P. Desrosiers, directeur des services communautaires Rob Philpott, directeur des finances Mike Thusuka, directeur du développement économique Lorri Laughlin, directrice des communications Sam Arsenault, superviseur des opérations de traitement des eaux usées Chad Fraser, technicien en traitement des eaux usées

[1] Ressources naturelles Canada, *Cahier d'information sur l'énergie 2016-2017*.
[2] Gouvernement du Canada, « Sources et puits de gaz à effet de serre : sommaire ».
[3] United States Global Change Research Program (USGCRP), *Climate Science Report: Fourth National Climate Assessment*, vol. I, 2017.
[4] *Ibid*.
[5] Nations Unies, Groupe d'experts intergouvernemental pour l'étude du changement climatique, *Changements climatiques 2014 : Incidences, adaptation et vulnérabilité*.
[6] Gouvernement du Canada, Rapports des groupes de travail sur la croissance propre et les changements climatiques, Groupe de travail sur l'adaptation et la résilience climatique.
[7] *Ibid*.
[8] Les sommes indiquées sont en dollars de 2016. Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 2 novembre 2017 (Craig Stewart, vice-président, Affaires fédérales, Bureau d'assurance du Canada).
[9] *Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, L'Accord de Paris*.
[10] United States Climate Alliance, *States United For Climate Action*; America's Pledge, *About*.
[11] Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook 2016 – Executive Summary* [DISPONIBLE EN ANGLAIS SEULEMENT].
[12] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 10 mai 2016 (Mike Cleland, agrégé supérieur, Université d'Ottawa, à titre personnel).
[13] Le Conference Board du Canada, *Le prix à payer pour un avenir plus propre : Analyse des incidences économiques de la réduction des émissions de GES*, 6 septembre 2017.
[14] Gouvernement du Canada, *Stratégie canadienne de développement à faible émission de gaz à effet de serre à long terme pour le milieu du siècle*, 2016.
[15] Environnement et Changement climatique Canada, *Canada's Seventh National Communication on Climate Change and Third Biennial Report—Actions to meet commitments under the United Nations Framework Convention on Climate Change*, p. 9 [DISPONIBLE EN ANGLAIS SEULEMENT].
[16] Gouvernement du Canada, *Potentiels de réchauffement planétaire*.
[17] *Ibid*.
[18] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 7 décembre 2017 (Julie Gelfand, commissaire à l'environnement et au développement durable, Bureau du vérificateur général du Canada).
[19] Gouvernement du Canada, *Stratégie canadienne de développement à faible émission de gaz à effet de serre à long terme pour le milieu du siècle*, 2016.
[20] La Banque mondiale, Données, *Émissions de CO_2 (tonnes métriques par habitant)*.
[21] Environnement et Changement climatique Canada, *Émissions de gaz à effet de serre à l'échelle mondiale*, chiffres établis à partir des émissions mondiales de 2013.
[22] *Ibid*.
[23] Gouvernement du Canada, « Groupe de travail sur les technologies et l'innovation propres et sur les emplois », *Rapports des groupes de travail sur la croissance propre et les changements climatiques*.
[24] Petroleum Services Association of Canada, Products Made from Oil & Gas (Part 1) et Association canadienne des pipelines d'énergie, « 6 façons dont votre vie serait différente sans pétrole ni gaz », À propos des pipelines, Blogues, 10 décembre 2014
[25] Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook 2016*; et Agence internationale de l'énergie et Agence internationale pour les énergies renouvelables, *Perspectives for the Energy Transition: Investment Needs for a Low-Carbon Energy System* [DISPONIBLE EN ANGLAIS SEULEMENT].
[26] Office national de l'énergie, *Canada's Energy Future 2016: Update - Energy Supply and Demand Projections to 2040*, 2016.
[27] Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook 2017*.
[28] Petroleum Services Association of Canada, Products Made from Oil & Gas (Part 1).

[29] Agence internationale de l'énergie, FAQs – Oil, et Agence internationale de l'énergie, Key World Energy Statistics 2017.
[30] Petroleum Services Association of Canada, The Petroleum Value Chain: from crude oil to useful products.
[31] Ressources naturelles Canada, *Cahier d'information sur l'énergie 2016-2017*.
[32] *Ibid.*
[33] *Ibid.*
[34] *Ibid.*
[35] Office national de l'énergie, Gaz naturel, Aperçu des exportations et importations de gaz naturel en 2016.
[36] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 24 novembre 2016 (John Zhou, vice-président, Énergie propre, Alberta Innovates).
[37] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 28 février 2017 (Mark A. Salkeld, président et directeur général, Petroleum Services Association of Canada).
[38] Ressources naturelles Canada, *Cahier d'information sur l'énergie 2016-2017*.
[39] Office national de l'énergie, *Avenir énergétique du Canada en 2016 : Mise à jour – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*, 2016.
[40] Ressources naturelles Canada, *Cahier d'information sur l'énergie 2016-2017*; Alberta Energy, *Facts and Statistics*; Alberta, *Environmental Protection and Enhancement Act*, RSA 2000, ch. E-12, et *Conservation and Reclamation Regulation*, Alberta Regulation 115/1993; et Alberta Energy Regulator, *Directive 085: Fluid Tailings Management for Oil Sands Mining Projects*, 12 octobre 2017, qui remplace la *Directive 074, Tailings Performance Criteria and Requirements for Oil Sands Mining Schemes* (2009).
[41] Office national de l'énergie, *Avenir énergétique du Canada en 2016 : Mise à jour – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*, 2016.
[42] *Ibid.*
[43] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 24 novembre 2016 (John Zhou, vice-président, Énergie propre, Alberta Innovates).
[44] Alberta Energy Regulator, *Transportation and Facilities*.
[45] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 24 novembre 2016 (John Zhou, vice-président, Énergie propre, Alberta Innovates).
[46] Ressources naturelles Canada, *Cahier d'information sur l'énergie 2016-2017*.
[47] *Ibid.*
[48] Fortis BC, Natural Gas, Tilbury LNG Facility.
[49] Office national de l'énergie, *Avenir énergétique du Canada en 2016 : Mise à jour – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*, 2016.
[50] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 12 avril 2016 (Jim Fox, vice-président, Intégration de l'information sur l'énergie et l'analyse, Office national de l'énergie).
[51] Office national de l'énergie, *Avenir énergétique du Canada en 2016 : Mise à jour – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*, 2016.
[52] *Ibid.*
[53] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 12 avril 2016 (Jim Fox, vice-président, Intégration de l'information sur l'énergie et l'analyse, Office national de l'énergie).
[54] Office national de l'énergie, *Avenir énergétique du Canada en 2016 : Mise à jour – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*, 2016.
[55] Gouvernement du Canada, « Sources et puits de gaz à effet de serre : sommaire ».
[56] Environnement et Changement climatique Canada, « Tableaux des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada et par province / territoire ».
[57] *Ibid.*

[58] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 6 décembre 2016 (Richard Sendall, président, In Situ Oil Sands Alliance).
[59] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 24 novembre 2016 (Leah Lawrence, présidente et directrice générale, Technologies du développement durable Canada); Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 24 novembre 2016 (John Zhou, vice-président, Énergie propre, Alberta Innovates); Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 8 juin 2017 (Robert Cadigan, président et directeur général, Newfoundland and Labrador Oil & Gas Industries Association); Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 6 décembre 2016 (Richard Sendall, président, In Situ Oil Sands Alliance).
[60] Environnement et Changement climatique Canada, « Rapport d'inventaire national 1990-2015 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada », *Partie 1*, 2017.
[61] Environnement et Changement climatique Canada, « Rapport d'inventaire national 1990-2015 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada », *Partie 1*, 2017.
[62] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 6 décembre 2016 (Richard Sendall, président, In Situ Oil Sands Alliance); Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 24 novembre 2016 (John Zhou, vice-président, Énergie propre, Alberta Innovates).
[63] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 8 juin 2017 (Robert Cadigan, président et directeur général, Newfoundland and Labrador Oil & Gas Industries Association).
[64] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 8 juin 2017 (Robert Cadigan, président et directeur général, Newfoundland and Labrador Oil & Gas Industries Association).
[65] Environnement et Changement climatique Canada, « Rapport d'inventaire national 1990-2015 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada », *Partie 1*, 2017.
[66] *Ibid.*
[67] *Ibid.*
[68] *Ibid.*
[69] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 10 May, 2016 (Andrew Leach, professeur agrégé, Alberta School of Business, Université de l'Alberta, à titre personnel).
[70] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 8 décembre 2016 (Mark Jaccard, professeur, Université Simon Fraser, à titre personnel).
[71] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 8 juin 2017 (Robert Cadigan, président et directeur général, Newfoundland and Labrador Oil & Gas Industries Association).
[72] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 30 mars 2017 (Chris Ragan, président, Commission de l'écofiscalité du Canada).
[73] Gouvernement du Canada, Rapports des groupes de travail sur la croissance propre et les changements climatiques, *Rapport du Groupe de travail sur les possibilités d'atténuation spécifiques*, novembre 2016.
[74] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 5 octobre 2017 (David Keane, président et chef de la direction, BC LNG Alliance).
[75] Gouvernement du Canada, *Document technique relatif au filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone*.
[76] Le gouvernement fédéral entend instaurer de nouvelles dispositions législatives et réglementaires afin de mettre en œuvre son régime de tarification de carbone.
[77] Gouvernement du Canada, « Document d'information », *Cadre réglementaire du régime de tarification fondé sur le rendement.*

[78] Gouvernement du Canada, « Groupe de travail sur les mécanismes d'instauration d'un prix sur le carbone », *Rapports des groupes de travail sur la croissance propre et les changements climatiques*.
[79] *Ibid*.
[80] Commission de l'écofiscalité du Canada, *Comprendre les allocations fondées sur la production (OBA)*.
[81] Gouvernement du Canada, *Le gouvernement du Canada donne d'autres précisions sur le système fédéral de tarification de la pollution par le carbone*, communiqué, 15 janvier 2018.
[82] Gouvernement du Canada, *Document technique relatif au filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone*.
[83] Gouvernement du Canada, *Les ministres McKenna et Morneau présentent les prochaines étapes de la tarification de la pollution par le carbone*, communiqué, 20 septembre 2017.
[84] Gouvernement du Canada, *Le gouvernement du Canada donne d'autres précisions sur le système fédéral de tarification de la pollution par le carbone*, communiqué, 15 janvier 2018.
[85] Manitoba, Plan vert et climatique du Manitoba.
[86] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 16 février 2017 (Jennifer Winter, professeure adjointe, École de politique publique, Université de Calgary, à titre personnel).
[87] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 13 décembre 2016 (Trevor McLeod, directeur du Centre de politique sur les ressources naturelles, Canada West Foundation).
[88] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 29 novembre 2016 (Benjamin Dachis, directeur associé, Recherche, Institut C.D. Howe).
[89] *Ibid.*
[90] *Ibid.*
[91] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 6 décembre 2016 (Richard Sendall, président, In Situ Oil Sands Alliance).
[92] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 11 mai 2017 (Aad van Bohemen, chef de la division de la politique énergétique et de la sécurité, Agence internationale de l'énergie).
[93] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 8 décembre 2016 (Mark Jaccard, professeur, Université Simon Fraser, à titre personnel).
[94] *Ibid.*
[95] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 28 février 2017 (Mark A. Salkeld, président et directeur général, Petroleum Services Association of Canada).
[96] *Ibid.*
[97] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 30 mars 2017 (Chris Ragan, président, Commission de l'écofiscalité du Canada).
[98] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 6 décembre 2016 (Eddy Isaacs, membre du Comité consultatif scientifique, Conseil des académies canadiennes).
[99] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 29 novembre 2016 (Benjamin Dachis, directeur associé, Recherche, Institut C.D. Howe).
[100] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 30 mars 2017 (Chris Ragan, président, Commission de l'écofiscalité du Canada).
[101] OCDE, Outils et évaluation des politiques de l'environnement, Fiscalité environnementale [DISPONIBLE EN ANGLAIS SEULEMENT].
[102] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 5 octobre 2017 (David Keane, président et chef de la direction, BC LNG Alliance).

[103] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 8 juin 2017 (Terry Abel, vice-président exécutif, Association canadienne des producteurs pétroliers).
[104] Bureau du vérificateur général du Canada, Printemps 2017 – Rapports du vérificateur général du Canada au Parlement du Canada, *Rapport 7 – Les subventions aux combustibles fossiles*.
[105] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 7 décembre 2017 (Julie Gelfand, commissaire à l'environnement et au développement durable, Bureau du vérificateur général du Canada).
[106] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 8 décembre 2016 (Mark Jaccard, professeur, Université Simon Fraser, à titre personnel).
[107] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 16 février 2017 (Jennifer Winter, professeure adjointe, École de politique publique, Université de Calgary, à titre personnel)).
[108] *Ibid.*
[109] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 30 mars 2017 (Chris Ragan, président, Commission de l'écofiscalité du Canada).
[110] *Ibid.*
[111] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 2 février 2017 (Steve MacDonald, chef de la direction, Emissions Reduction Alberta).
[112] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 11 mai 2017 (Aad van Bohemen, chef de la division de la politique énergétique et de la sécurité, Agence internationale de l'énergie); Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 16 février 2017 (Jennifer Winter, professeure adjointe, École de politique publique, Université de Calgary, à titre personnel); Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 30 mars 2017 (Chris Ragan, président, Commission de l'écofiscalité du Canada); Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 29 novembre 2016 (Benjamin Dachis, directeur associé, Recherche, Institut C.D. Howe).
[113] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 13 décembre 2016 (Trevor McLeod, directeur du Centre de politique sur les ressources naturelles, Canada West Foundation).
[114] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 30 mars 2017 (Chris Ragan, président, Commission de l'écofiscalité du Canada).
[115] Gouvernement du Canada, Rapports des groupes de travail sur la croissance propre et les changements climatiques, Groupe de travail sur les possibilités d'atténuation spécifiques.
[116] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 8 décembre 2016 (Mark Jaccard, professeur, Université Simon Fraser, à titre personnel).
[117] *Ibid.*
[118] *Ibid.*
[119] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 6 décembre 2016 (Eric M. Meslin, président-directeur général, Conseil des académies canadiennes).
[120] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 8 décembre 2016 (Mark Jaccard, professeur, Université Simon Fraser, à titre personnel).
[121] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 8 juin 2017 (Robert Cadigan, président et directeur général, Newfoundland and Labrador Oil & Gas Industries Association).

[122] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 8 juin 2017 (Terry Abel, vice-président exécutif, Association canadienne des producteurs pétroliers).
[123] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 2 février 2017 (Steve MacDonald, chef de la direction, Emissions Reduction Alberta).
[124] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 12 avril 2017 (Timothy M. Egan, président et chef de la direction, Association canadienne du gaz).
[125] *Ibid.*
[126] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 11 mai 2017 (Paul van Bohemen, chef de la division de la politique énergétique et de la sécurité, Agence internationale de l'énergie).
[127] Gouvernement du Canada, Document d'information technique : Projet de règlement fédéral sur le méthane pour le secteur pétrolier et gazier.
[128] *Ibid.*
[129] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 8 juin 2017 (Terry Abel, vice-président exécutif, Association canadienne des producteurs pétroliers).
[130] Premier ministre du Canada, Déclaration conjointe du Canada et des États-Unis sur le climat, l'énergie et le rôle de leadership dans l'Arctique.
[131] United States Federal Register, Waste Prevention, Production Subject to Royalties and Resource Conservation; Delay and Suspension of Certain Requirements.
[132] Gouvernement du Canada, Document d'information technique : Projet de règlement fédéral sur le méthane pour le secteur pétrolier et gazier.
[133] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 6 avril 2017 (John Moffet, sous-ministre adjoint délégué intérimaire, Direction générale de la protection de l'environnement, Environnement et Changement climatique Canada).
[134] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 24 novembre 2016 (John Zhou, vice-président, Énergie propre, Alberta Innovates).
[135] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 2 février 2017 (Steve MacDonald, chef de la direction, Emissions Reduction Alberta).
[136] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 24 novembre 2016 (John Zhou, vice-président, Énergie propre, Alberta Innovates).
[137] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 24 novembre 2016 (Leah Lawrence, présidente et directrice générale, Technologies du développement durable Canada).
[138] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 2 février 2017 (Qi Liu, directeur scientifique, Institute for Oil Sands Innovation).
[139] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 6 décembre 2016 (Eddy Isaacs, membre du Comité consultatif scientifique, Conseil des académies canadiennes).
[140] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 2 février 2017 (Steve MacDonald, chef de la direction, Emissions Reduction Alberta).
[141] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 1er décembre 2016 (Soheil Asgarpour, président, PTAC Petroleum Technology Alliance Canada).
[142] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 6 décembre 2016 (Eric M. Meslin, président-directeur général, Conseil des académies canadiennes).

[143] MEG Energy, *Non-Condensable Gas Co-Injection*.
[144] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 1er décembre 2016 (Soheil Asgarpour, président, PTAC Petroleum Technology Alliance Canada).
[145] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 1er décembre 2016 (Soheil Asgarpour, président, PTAC Petroleum Technology Alliance Canada); Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 28 février 2017 (Mark A. Salkeld, président et directeur général, Petroleum Services Association of Canada).
[146] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 11 mai 2017 (Aad van Bohemen, chef de la division de la politique énergétique et de la sécurité, Agence internationale de l'énergie).
[147] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 24 novembre 2016 (Leah Lawrence, présidente et directrice générale, Technologies du développement durable Canada); Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 2 février 2017 (Qi Liu, directeur scientifique, Institute for Oil Sands Innovation); Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 24 novembre 2016 (John Zhou, vice-président, Énergie propre, Alberta Innovates).
[148] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 2 février 2017 (Steve MacDonald, chef de la direction, Emissions Reduction Alberta).
[149] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 24 novembre 2016 (Leah Lawrence, présidente et directrice générale, Technologies du développement durable Canada); Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 24 novembre 2016 (John Zhou, vice-président, Énergie propre, Alberta Innovates); Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 2 février 2017 (Qi Liu, directeur scientifique, Institute for Oil Sands Innovation).
[150] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 24 novembre 2016 (John Zhou, vice-président, Énergie propre, Alberta Innovates).
[151] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 1er décembre 2016 (Soheil Asgarpour, président, PTAC Petroleum Technology Alliance Canada).
[152] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 24 novembre 2016 (John Zhou, vice-président, Énergie propre, Alberta Innovates).
[153] *Ibid.*
[154] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 6 décembre 2016 (Richard Sendall, président, In Situ Oil Sands Alliance).
[155] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 1er décembre 2016 (Soheil Asgarpour, président, PTAC Petroleum Technology Alliance Canada); voir, par exemple : Zhiwri Ma, Juliana Y. Leung et Stefan Zanon, « Practical Data Mining and Artificial Neural Network Modeling for Steam-Assisted Gravity Drainage Production Analysis », ***Journal of Energy Resources Technology***, vol. 139, no 3, 8 février 2017.
[156] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 1er décembre 2016 (Soheil Asgarpour, président, PTAC Petroleum Technology Alliance Canada); voir, par exemple : Ressources naturelles Canada, *Améliorations de l'analyseur de la vapeur en ligne pour la récupération améliorée du pétrole lourd au moyen de procédés thermiques*, septembre 2017.
[157] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 1er décembre 2016 (Soheil Asgarpour, président, PTAC Petroleum Technology Alliance Canada).

[158] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 1er décembre 2016 (Soheil Asgarpour, président, PTAC Petroleum Technology Alliance Canada); Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 24 novembre 2016 (John Zhou, vice-président, Énergie propre, Alberta Innovates).
[159] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 1er décembre 2016 (Soheil Asgarpour, président, PTAC Petroleum Technology Alliance Canada); voir Pierre Meulien, « Genomics and Energy: Harnessing the Power of Biology to Develop Clean and Sustainable Systems », *Policy: Canadian Politics and Public Policy*, septembre-octobre 2014.
[160] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 1er décembre 2016 (Soheil Asgarpour, président, PTAC Petroleum Technology Alliance Canada).
[161] Mémoire présenté au comité par John Zhou, Alberta Innovates, *Présentation au Comité sénatorial permanent*, 24 novembre 2016.
[162] Ressources naturelles Canada, *Cahier d'information sur l'énergie 2016-2017*.
[163] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 24 novembre 2016 (Leah Lawrence, présidente et directrice générale, Technologies du développement durable Canada); Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 1er décembre 2016 (Soheil Asgarpour, président, PTAC Petroleum Technology Alliance Canada); Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 2 février 2017 (Steve MacDonald, chef de la direction, Emissions Reduction Alberta); Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 8 juin 2017 (Terry Abel, vice-président exécutif, Association canadienne des producteurs pétroliers).
[164] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 2 février 2017 (Steve MacDonald, chef de la direction, Emissions Reduction Alberta); Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 1er décembre 2016 (Soheil Asgarpour, président, PTAC Petroleum Technology Alliance Canada).
[165] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 8 juin 2017 (Terry Abel, vice-président exécutif, Association canadienne des producteurs pétroliers).
[166] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 1er décembre 2016 (Soheil Asgarpour, président, PTAC Petroleum Technology Alliance Canada).
[167] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 24 novembre 2016 (Leah Lawrence, présidente et directrice générale, Technologies du développement durable Canada).
[168] *Ibid.*
[169] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 2 février 2017 (Steve MacDonald, chef de la direction, Emissions Reduction Alberta).
[170] *Ibid.*
[171] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 28 février 2017 (Mark A. Salkeld, président et directeur général, Petroleum Services Association of Canada).
[172] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 8 décembre 2016 (Mark Jaccard, professeur, Université Simon Fraser, à titre personnel).
[173] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 8 juin 2017 (Terry Abel, vice-président exécutif, Association canadienne des producteurs pétroliers).

[174] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 2 février 2017 (Steve MacDonald, chef de la direction, Emissions Reduction Alberta).
[175] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 2 février 2017 (Steve MacDonald, chef de la direction, Emissions Reduction Alberta); Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 24 novembre 2016 (Leah Lawrence, présidente et directrice générale, Technologies du développement durable Canada); Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 1er décembre 2016 (Soheil Asgarpour, président, PTAC Petroleum Technology Alliance Canada); Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 6 décembre 2016 (Richard Sendall, président, In Situ Oil Sands Alliance); Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 8 juin 2017 (Terry Abel, vice-président exécutif, Association canadienne des producteurs pétroliers).
[176] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 1er décembre 2016 (Soheil Asgarpour, président, PTAC Petroleum Technology Alliance Canada).
[177] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 24 novembre 2016 (Leah Lawrence, présidente et directrice générale, Technologies du développement durable Canada).
[178] Sénat, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Témoignages*, 1re session, 42e législature, 8 décembre 2016 (Mark Jaccard, professeur, Université Simon Fraser, à titre personnel).

SENATE | SÉNAT
CANADA

sencanada.ca @SenCanada @Senat/SenateCA @SenCanada